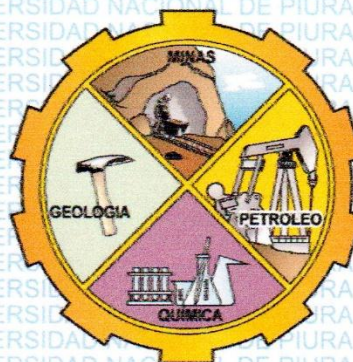


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**

**Facultad de Ingeniería de Minas**

**Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo**



**TESIS**

**“OPTIMIZACIÓN EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN  
DE CRUDO PARA LA BATERIA N° 1, PEÑA NEGRA- LOTE Z - 2B”**

**Presentada Por:**

**Bach. JORGE LUIS CALLE REYES**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Línea de Investigación:**

**Aprovechamiento y Gestión Sostenible del Ambiente  
y los Recursos Naturales**

**PIURA - PERÚ**

**AÑO 2019**



## **DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN**

YO, JORGE LUIS CALLE REYES, identificado con DNI N° 46968778, en condición de egresado, de la Facultad de Ingeniería de Minas, Escuela Profesional de Petróleo y domiciliado en la Dirección calle Huáscar 1020 Campo polo-Castilla, provincia de Piura, Departamento de Piura, Celular: 932098816, Email: jorge19920122@gmail.com

DECLARO BAJO JURAMENTO: que el trabajo de investigación que presento a la Oficina Central de Investigación (OCIN), es original, no copia parcial ni total de un trabajo de investigación desarrollado, y/o realizado en el Perú o en el Extranjero, en caso resultar falsa la información que proporciono, me sujeto a los alcances de lo establecido en el art., n° 411, del Código Penal concordante con el art. 32° de la Ley N° 27444, y la Ley del Procedimiento Administrativo General y las Normas Legales de Protección a los Derechos de Autor.

Piura, 16 de enero del 2019



**BR. JORGE LUIS CALLE REYES**

**DNI N° 46968778**

Artículo 411.- El que, en un procedimiento administrativo hace una falsa declaración en relación a hechos o circunstancia que le corresponde probar, violando la presunción de veracidad establecido por ley, será reprimido de su libertad no menor a uno ni mayor a cuatro.

**Art. 4.** Inciso 4.12 del reglamento del registro nacional de trabajos de investigación para optar grados académicos y títulos profesionales – RENATI Resolución de Consejo Directivo N°033-2016-SUNEDU/CD



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**

**Facultad de Ingeniería de Minas**

**Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo**



**TESIS**

**“OPTIMIZACIÓN EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN  
DE CRUDO PARA LA BATERIA N° 1, PEÑA NEGRA-LOTE Z-2B”**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS  
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERA DE PETRÓLEO**

**Bach. JORGE LUIS CALLE REYES**  
**EJECUTOR**

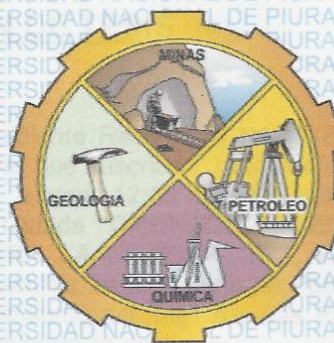
**ING. AQUILES PORTAL TAFUR**  
**ASESOR**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**

**Facultad de Ingeniería de Minas**

**Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo**



## **TESIS**

**“OPTIMIZACIÓN EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN  
DE CRUDO PARA LA BATERIA N° 1, PEÑA NEGRA - LOTE Z - 2B”**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS  
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

**DR. ING. WILMER ARÉVALO NIMA**  
**PRESIDENTE**

**M. Sc. ING. PERCY M. VALENZUELA PELAYO**  
**SECRETARIO**

**M.Sc. ING. JUAN CARLOS ALIAGA RODRÍGUEZ**  
**VOCAL**





**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS**  
**DECANATO**

"AÑO DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN Y LA IMPUNIDAD"

**ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS**

Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 118-CF-2019, de fecha trece de febrero de dos mil diecinueve, que suscriben, reunidos el día viernes diez y siete de mayo de dos mil diecinueve, a horas 12:00 m., en el aula del PROMAINA - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada "**OPTIMIZACIÓN EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO PARA LA BATERIA N° 1, PEÑA NEGRA – LOTE Z – 2B**", conducida por el Señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo **CALLE REYES JORGE LUIS**, cuenta con el asesoramiento del Ing° Aquiles Portal Tafur. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, la declaran:


DESAPROBADO	A P R O B A D O			
	Bueno <u>X</u>	Muy Bueno _____	Sobresaliente _____	Excelente _____

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 16 de mayo de 2019.

  
**DR. ING° WILMER ARÉVALO NIMA**  
Presidente del jurado calificador

  
**ING° PERCY M. VALENZUELA PELAYO**  
Secretario del jurado calificador

  
**ING° JUAN CARLOS ALIAGA RODRIGUEZ**  
Vocal del Jurado Calificador.

YMN.

## **DEDICATORIA**

A mi madre, Rosa Solange Reyes Ramírez, quien es la persona que más quiero y la más importante para mí.

A mi padre, Luis Manuel Calle Sosa, a quien quiero y respeto.

A mi hermano Edwin calle reyes, porque es la razón de sentirme tan orgulloso de culminar mis metas, gracias a el por confiar siempre en mí.

A mi esposa Lucero Ramos Valley mi hija Georgina Aitana Calle Ramos con quien comparto cada momento maravilloso de mi vida, y duramente, me enseñó que el amor no es fácil de conseguir y que cuando se tiene el privilegio de tenerlo hay que cuidarlo.

**Jorge Luis**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por guiarnos durante nuestras vidas, ser el símbolo de nuestra Fe y nuestra fuerza espiritual.

A la escuela de Ingeniería Petróleo de la UNP, que ha sido la instructora de gran parte de los conocimientos que poseemos a nivel profesional.

A SAVIA S.A. empresa que nos dio la oportunidad de aplicar nuestros conocimientos académicos en este trabajo especial.

Al Ing. Aquiles D. Portal Tafur quien a pesar de todos los problemas, estuvieron siempre dispuestos a ayudarnos desinteresadamente y a brindarnos un poco de sus conocimientos y experiencia. A Uds. gracias.

A todas aquellas personas que directa o indirectamente nos apoyaron en la realización de esta investigación.

**Jorge Luis**

# ÍNDICE GENERAL

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I: ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA.....</b>	<b>2</b>
1.1. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	2
1.1.1. Área de Estudio .....	2
1.1.2. Delimitación Temporal.....	2
1.1.3. Delimitación Teórica .....	3
1.2. OBJETIVOS .....	3
1.2.1. Objetivos Generales.....	3
1.2.2. Objetivos Específicos .....	3
1.3. RESEÑA HISTÓRICA .....	3
1.4. PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS .....	4
 <b>CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....</b>	 <b>5</b>
2.1 MARCO TEÓRICO .....	5
2.2. RESUMEN DE CONOCIMIENTOS PREVIOS .....	5
2.2.1. Crudo .....	5
2.2.2. Propiedades Físicas de los Hidrocarburos .....	6
2.2.2.1. Densidad .....	6
2.2.2.2. Densidad Relativa .....	6
2.2.2.3. Gravedad API.....	6
2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS DE ACUERDO A SU GRAVEDAD °API .....	7
2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN SU COMPOSICIÓN QUÍMICA .....	7
2.4.1. Clasificación de los hidrocarburos por segregación .....	8
2.4.1.1. Segregaciones Comerciales.....	8
2.4.1.2. Segregaciones Operacionales.....	8
2.5. DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS .....	8
2.5.1. ¿Dónde y cómo se producen las emulsiones agua en petróleo? .....	9
2.5.2. Agentes emulsionantes .....	10
2.5.3. Propiedades que intervienen en la estabilidad de la emulsión.....	11
2.5.4. Mecanismo de ruptura de la emulsión agua en petróleo.....	15
2.6. MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA LA DESHIDRATACIÓN .....	18
2.6.1. Acción de la química deshidratante.....	19
2.6.2. Acción del campo eléctrico.....	20
2.7. ASPECTOS PRÁCTICOS Y TECNOLÓGICOS .....	22
2.7.1. Aplicación del mapa de formulación a la deshidratación de crudos.....	22
2.7.2. Pruebas de Botella .....	23
2.8. Batería 1 .....	25
2.9. Escoger el Producto Químico.....	25
2.9.1 Procedimiento Estandarizado de la Prueba de Botella .....	26
2.10. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN .....	30
2.10.1. Capacidad de tanques .....	30
2.10.2. Productos químicos usados.....	30
2.11. ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO .....	31
2.12. DATOS ESPECÍFICOS CRUDO PEÑA NEGRA.....	32



<b>CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>34</b>
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	34
3.2. CONDICIONES DEL PROCESO .....	34
3.3. INSTRUMENTOS Y PROCEDIMIENTOS DEL PROCESO.....	34
3.3.1. Procedimiento para el muestreo de campo .....	34
3.4. DETERMINAR EL PUNTO DE MUESTRA .....	35
3.4.1. Toma de muestra en el campo .....	35
3.4.2. Verificación de resultados Analíticos.....	35
3.5 ESTUDIAR LAS PROPIEDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE DESMULSIFICANTES PARA LA UTILIZACIÓN DE ESTOS EN LAS OPERACIONES .	36
3.6. SISTEMA DEL LABORATORIO .....	36
3.6.1. El desmulsificante A.....	36
3.6.2. El demulsificante químico B .....	37
3.7. PRUEBAS DE BOTELLA PARA SELECCIONAR LOS DESMULSIFICANTES.....	37
3.7.1. Determinación del porcentaje de Agua y Sedimentos (%AyS).....	38
3.7.2. Determinación Gravedad API .....	40
<b>CAPITULO IV: DISCUSIÓN Y RESULTADOS.....</b>	<b>42</b>
4.1. ESTUDIAR LAS PROPIEDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE DEMULSIFICANTES PARA SU UTILIZACIÓN .....	42
4.2. EXPERIMENTAR LAS PRUEBAS DE LABORATORIO EL USO DE LOS DEMULSIFICANTES .....	42
4.3. EVALUAR CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS LA EFECTIVIDAD DE LOS DEMULSIFICANTES CON EL AUMENTO DE TEMPERATURA .....	50
<b>CAPITULO V: EVALUACIÓN ECONÓMICA.....</b>	<b>54</b>
5.1 INVERSIÓN.....	54
5.2 PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	54
5.3 RESULTADOS.....	54
CONCLUSIONES .....	56
RECOMENDACIONES .....	57
BIBLIOGRAFÍA.....	58
ANEXOS.....	59

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.	Composición de los crudos desde el punto de vista elemental .....	6
Tabla 2.2.	Clasificación de los crudos según sociedad nacional minera de petróleo y energía ...	7
Tabla 2.3.	Historia del uso de deshidratantes .....	20
Tabla 2.4.	Características de las facilidades de producción .....	30
Tabla 2.5.	Productos usados .....	30
Tabla 2.6.	Datos de laboratorio de los crudos de acuerdo a su gravedad Api, Bs&W, Ph, % parafinas .....	32
Tabla 3.1.	Método ASTM para determinar propiedades Fisicoquímicas de los fluidos .....	38
Tabla 3.2.	Valores Estimados De %Ays .....	40
Tabla 3.3.	Clasificación De Los Crudos De Acuerdo A Su Gravedad Api .....	41
Tabla 4.1.	Propiedades Físicas De Los Demulsificante A Y B.....	42
Tabla 5.1.	Hoja de cálculo de evaluación Técnico- Económico .....	55



## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Grafico 4.1.	Comparación del desmulsificantes con 20 ppm en un tiempo de 5 horas.....	44
Grafico 4.2.	Comparación del desmulsificantes con 40 ppm en un tiempo de 5 horas.....	45
Grafico 4.3.	Comparación del desmulsificantes con 60 ppm en un tiempo de 5 horas.....	46
Grafico 4.4.	Comparación del desmulsificantes con 80 ppm en un tiempo de 5 horas.....	47
Grafico 4.5.	Comparación del desmulsificantes con 100 ppm en un tiempo de 5 horas.....	48
Grafico 4.6.	Comparación del desmulsificantes con 200 ppm en un tiempo de 5 horas.....	49
Grafico 4.7.	Comparación de demulsificantes a 20 ppm a la temperatura de 60°C en 8 horas ..	50
Grafico 4.8.	Comparación de demulsificantes a 40 ppm a la temperatura de 60°C en 8 horas ..	51
Grafico 4.9.	Comparación de demulsificantes a 80 ppm a la temperatura de 60°C en 8 horas ..	52
Grafico 4.10.	Comparación de demulsificantes a 100 ppm a la temperatura de 60°C en 8 horas	53

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.	Mapa de Ubicación .....	2
Figura 1.2.	Esquema de proceso de producción de hidrocarburos .....	4
Figura 2.1.	Distribución de los Crudos Según su Composición Química .....	8
Figura 2.2.	Microfotografía de una emulsión agua en petróleo crudo.....	9
Figura 2.3.	Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo .....	11
Figura 2.4.	Esquema de los factores físicos-químicos relacionados de con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión (O/W).....	13
Figura 2.5.	Esquema de la fuerzas de corte de dilatacional relacionadas con mediciones de las viscosidades correspondientes en una interfase agua-aceite.....	14
Figura 2.6.	Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API.....	16
Figura 2.7.	(a) Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales. (b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada.....	17
Figura 2.8.	(a) Ilustración esquemática de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película (b) Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial en el interior de la película drenada.....	18
Figura 2.9.	Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual.....	21
Figura 2.10.	Utilización del mapa de formulación-WOR para el tratamiento de emulsiones de campo tipo W/O: (1) Deshidratación, (2) Desalación, (3) Producción de emulsiones O/W estables .....	23
Figura 2.11.	Procedimiento para la realización de la prueba de botella. ....	24
Figura 2.12.	Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación .....	24
Figura 2.13.	Planta típica de un tratamiento de agua de inyección .....	25
Figura 2.14.	Esquema de recolección de Batería #1.....	31
Figura 3.1.	Baño de calentamiento para precalentar las muestras de crudo .....	39
Figura 3.2.	Muestras de crudo llevadas a la centrífuga. Método ASTM D 4007 .....	39
Figura 3.3.	Medición de la gravedad API. Método ASTM D 1298 .....	40
Figura 4.1.	Diferentes muestras del agua coalescida obtenidas en las Pruebas de botellas.....	43
Figura 4.2.	Resultados de la Centrifugación aleatorios .....	49



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**BACH. JORGE LUIS CALLE REYES**

**“OPTIMIZACIÓN EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO PARA  
LA BATERÍA #1, PEÑA NEGRA-LOTE Z-2B”**

**RESUMEN**

Trabajo Especial de Grado “OPTIMIZACIÓN EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO PARA LA BATERÍA #1, PEÑA NEGRA-LOTE Z-2B”

En el presente trabajo se realizó una investigación descriptiva – experimental con la finalidad de reducir el crudo en agua (BS&W) y la cantidad de sales en crudo Planta de Batería #1 en Peña Negra. Para ello fue necesario una evaluación de parámetros físicos-químicos de crudo en agua, a través de la aplicación de productos químicos (rompedor directo). Para esto se realizó una revisión extensa en el comportamiento del producto anterior usado comparado con el que se propondrá, simulando la condiciones de operación en el laboratorio.

Esta evaluación consistió en el estudio de parámetros de crudo en agua, PTB. Finalmente un análisis global que permitió determinar el producto las condiciones que proveen más beneficios tanto económicos como en la calidad de crudo.

Para culminar se presentan una serie de recomendaciones relacionadas a los seguimientos los cuales debe llevar el producto una vez ingresado al sistema.

**PALABRAS CLAVE:** Optimización, Deshidratación, Productos Químicos, Parámetros de Crudo.

**NATIONAL UNIVERSITY OF PIURA  
FACULTY OF MINING ENGINEERING  
PROFESSIONAL SCHOOL OF PETROLEUM ENGINEERING**

**“OPTIMIZATION IN THE CRUDE DEHYDRATION SYSTEM FOR BATTERY #  
1, PEÑA NEGRA-LOTE Z-2B”**

**ABSTRACT**

Special Degree Work "OPTIMIZATION IN THE CRUDE DEHYDRATION SYSTEM FOR BATTERY # 1, PEÑA NEGRA-LOTE Z-2B"

In the present work a descriptive - experimental research was carried out with the purpose of reducing the crude oil in water (BS & W) and the amount of crude salts in Battery Plant # 1 in Peña Negra. For this it was necessary an evaluation of physical-chemical parameters of crude oil in water, through the application of chemical products (direct breaker). For this an extensive revision was made in the behavior of the previous product used compared with the one that will be proposed, simulating the operating conditions of the laboratory.

This evaluation consisted in the study of parameters of crude oil in water, PTB. Finally, a global analysis that allowed determining the product conditions that provide more benefits both economic and in the quality of crude oil.

To conclude, a series of recommendations related to the follow-ups are presented, which the product must carry once it is entered into the system.

**KEY WORDS:** Optimization, Dehydration, Chemical Products, Crude Parameters.



## INTRODUCCIÓN

La deshidratación de crudo es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado, generalmente igual o inferior al 1 % de agua. Una parte del agua producida por los pozos, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, en tanto la velocidad de los fluidos sea suficientemente baja (Ley de Stokes). La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de gotas de agua dispersas formando lo que se denomina una emulsión agua/petróleo (W/O).

El hecho de acondicionar el crudo se realiza por una exigencia tanto de los transportadores, ya sea en barcos o en oleoductos, como de las refinerías, que es su destino final. Dentro de estas exigencias se establece generalmente que el petróleo no contenga un porcentaje de agua e impurezas mayor al 1% y un máximo de 100 gramos de sales por cada metro cúbico de producto, pero cabe mencionar que este objetivo varía dependiendo de cada locación.

El petróleo, una vez tratado y separado de los sedimentos, agua y gas asociados, se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

# CAPITULO I

## 1.1. DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

### 1.1.1. Área de Estudio

El campo Peña Negra se encuentra ubicado al oeste del distrito de El Alto, provincia de Talara, departamento de Piura; entre los paralelos 4 y 5 de latitud sur; y se extiende unos 10km a lo largo de la costa y 9km mar adentro. De acuerdo con la carta geológica nacional se encuentra abarcando el cuadrángulo de Lobitos (9A). Actualmente el campo pertenece al lote Z-2B y es operado por SAVIA S.A.

La parte experimental se llevó a cabo en los Laboratorio de SPC, ubicado en Negritos Provincia de Talara.

**Figura 1.1. Mapa de Ubicación**



**Fuente:** Google maps.

### 1.1.2. Delimitación Temporal

La investigación se realizó en el lapso de Marzo -Mayo 2018

### **1.1.3. Delimitación Teórica**

Este Proyecto de Trabajo de grado tiene como limitación temática, seleccionar un producto para romper la emulsión directa de la planta de tratamiento Batería 1 de Peña Negra.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivo General**

- Evaluar por medio de pruebas de laboratorio la químicos desmulsificantes para inyectarse a la Batería #1 Peña Negra.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Estudiar las propiedades de los diferentes tipos de desmulsificantes para la utilización de estos en la operación de inyección
- Experimentar con pruebas en el laboratorio el uso de diferentes aditivos químicos donde se seleccionará el óptimo para la aceleración en el proceso de deshidratación del crudo.
- Evaluar con los resultados obtenidos la efectividad de los desmulsificantes con el aumento de temperatura.
- Mantener el crudo de producción dentro de los parámetros de calidad para su Bombeo a Providencia.

## **1.3. RESEÑA HISTÓRICA**

El campo Peña Negra a lo largo de su historia ha pasado por cuatro administraciones distintas. BELCO PETROLEUM CORP. DEL PERU, en los años 60 inició la exploración y el posterior desarrollo del campo. En diciembre del año 1985 pasa a ser administrado por el estado Peruano, naciendo así PETROMAR S.A. Para poco después, a inicios de los noventa, dar lugar a un nuevo proceso de privatización en el cual PETRO-TECH PERUANA S.A. resulta ganadora, convirtiéndose en la operadora, luego en el año 2011 entra a concesión saliendo ganadora la empresa SAVIA S.A. Las operaciones en el zócalo continental del Nor-Oeste peruano se iniciaron en julio de 1965 con la perforación del pozo exploratorio L3X1 desde el barco Rincón, en el campo Litoral 3-4 ubicado frente a Negritos (Talara-Piura). Posteriormente y como consecuencia de una intensa campaña exploratoria que comprendió la perforación de 75 pozos, se descubrieron los campos Providencia, Lobitos y Peña Negra. El desarrollo del campo Peña Negra se inició en febrero de 1970, perforando desde la plataforma M. A la fecha se han perforado alrededor de 450 pozos desde 35 distintas plataformas. Es importante mencionar que contribuyen también a la producción de este campo algunos pozos perforados desde la costa. A la fecha el campo cuenta con una producción acumulada de 152'995,479 Bbls.



#### 1.4. PROCESO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

El proceso de producción se inicia con la extracción de hidrocarburos en el yacimiento la cual se puede realizar por dos métodos: flujo natural y levantamiento artificial.

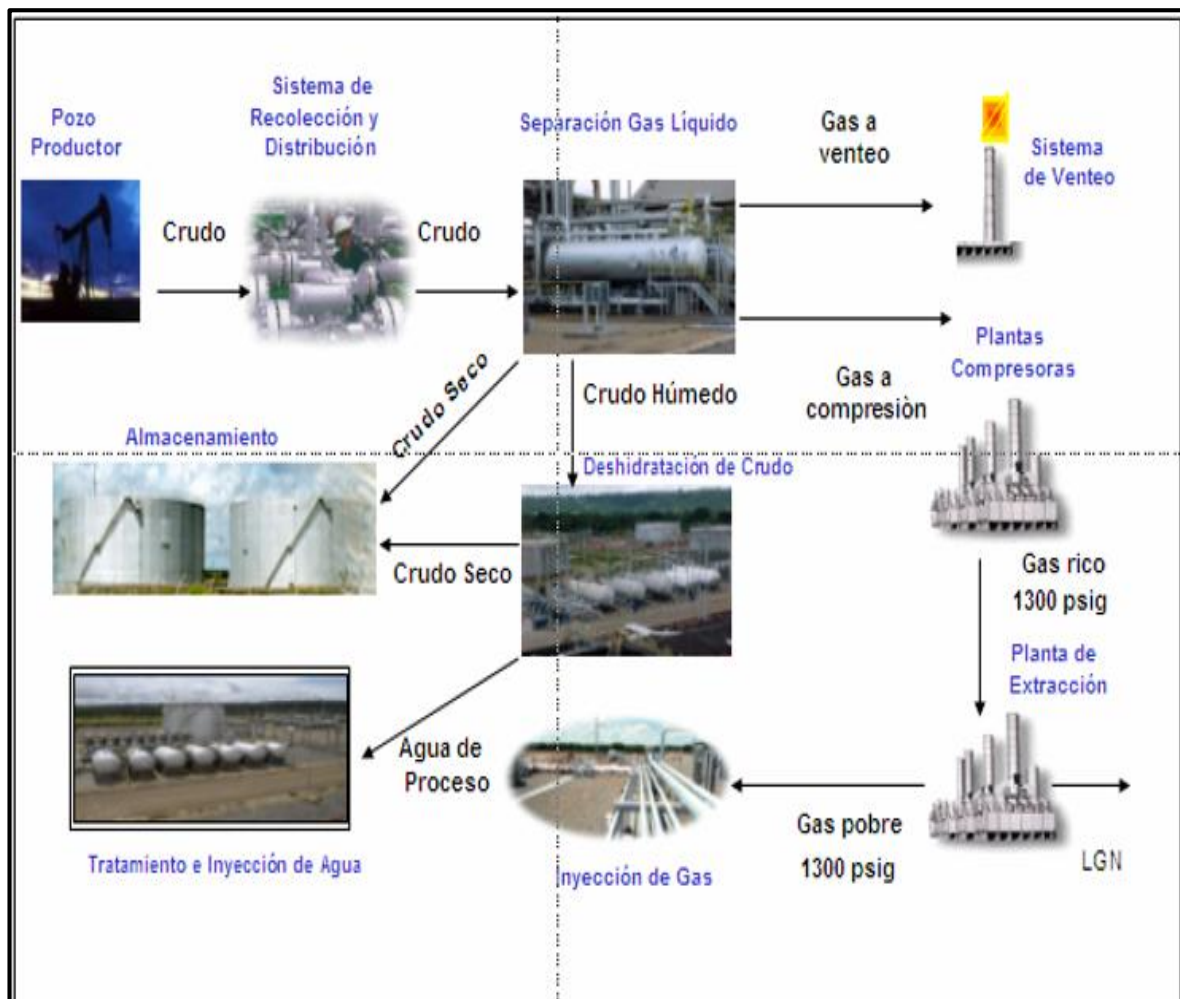
El primero se utiliza la presión natural del yacimiento para realizar la extracción y transporte del crudo desde el pozo hasta las estaciones de flujo. Si la energía del yacimiento no es suficientemente necesaria se hace el empleo de los métodos de levantamiento artificial.

Una vez extraídos los hidrocarburos del yacimiento se transportan a través de líneas de flujo, y posteriormente a los equipos de superficie que conforman la estación, donde se lleva a cabo operaciones de separación, medición, tratamiento, almacenamiento y bombeo de crudo y manejo de gas asociado.

El crudo es bombeado hacia las baterías de producción, donde se elimina el agua y sedimentos del fluido para cumplir con los requerimientos de calidad, y posteriormente transportados a la zona de bombeo para su venta. El gas asociado se transporta a la planta de Compresión, para su depuración y compresión, este es utilizado como gas de inyección.

En la figura se puede observar el proceso de producción de hidrocarburos típica en una planta.

**Figura 1.2. Esquema de proceso de producción de hidrocarburos**



Fuente: María José Moreno, 2006

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 MARCO TEÓRICO**

El petróleo crudo que se encuentra y se produce en un campo se encuentra en la mayoría de los casos mezclados con agua, en cantidades que varían en un rango muy amplio de acuerdo con factores, entre otros, la vida productiva de un pozo, la tasa de producción y la procedencia de agua producida.

Dos tipos de agua están asociadas con la producción de petróleo, definidas como agua libre y agua emulsionada.

Agua libre, definida por el instituto Americano del Petróleo (API), es la cantidad de agua de producción que se sedimentara y se separara del petróleo en 5 minutos.

El resto de agua presente se considera emulsionada con el petróleo y requiere de un proceso de tratamiento para removerlo.

Adicionalmente diremos que el proceso de clarificación del agua de formación no se ha cumplido totalmente ya que los valores de residual de aceite en agua que se han reportado 80 a 110 ppm, lo que ha dado lugar al taponamiento de la formación, lo que ocasiona que se reduzca el volumen de agua de inyección, ocasionando con esto la reducción de la producción de crudo, así como también los gastos económicos en el tratamiento de ese pozo taponado.

Como el interés principal radica en la calidad de agua producida durante el proceso y a que tratamiento se somete dicha agua, nos referimos a la operación unitaria de clarificación, la misma que consiste en obtener una calidad de agua con la menor cantidad posible de residuos de crudo y solidos suspendidos totales, para de esta manera facilitar la inyección de esta agua en los pozos inyectoros y que se evite los rutinarios y generalizados taponamientos que se producen en el interior de la formación.

Como se mencionó anteriormente el problema de los residuos con que vienen estas aguas de formación, ya sean disueltas o en suspensión hacen que previamente sean tratadas, para poder ser enviadas a la formación en la cual todas estas son depositadas.

En este proyecto de mejoramiento de la calidad de agua de producción tiene como propósito llegar a obtener 25 a 30 ppm de aceite en agua para poder ser inyectada a los pozos inyectoros de agua.

#### **2.2. RESUMEN DE CONOCIMIENTOS PREVIOS**

##### **2.2.1. Crudo**

Se define crudo como una mezcla de hidrocarburos (compuestos formados únicamente por átomos de carbono e hidrogeno) e impurezas, entre las cuales las más comunes están constituidas por compuestos orgánicos de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales. El crudo puede variar desde un líquido movable, de color amarillo o verde, hasta fluidos más oscuros y con frecuencia casi negros, muy viscosos que a veces se solidifican en una pasta negra. El olor es característico y a veces es

desagradable. La gran variedad de aspectos es originada por diferencia en la composición química de los crudos. En la tabla 2.1. Se muestra el porcentaje en peso de cada elemento en la composición del crudo.

**Tabla 2.1. Composición de los crudos desde el punto de vista elemental**

Elemento	% Peso
Carbono	82 - 87
Hidrógeno	11,4 - 15,0
Azufre	Trazas - 6
Nitrógeno	Trazas - 6
Oxígeno	Trazas - 6
Metales	Partes por millón (mg/kg)

**Fuente:** Fuentes Figueroa, 2011

## 2.2.2. Propiedades Físicas de los Hidrocarburos

### 2.2.2.1. Densidad

Es la relación que existe entre el volumen y la masa de un objeto o sustancia. Es una propiedad física que es característica de las sustancias puras y es considerada como una propiedad intensiva, ya que es independiente al tamaño de la muestra.

### 2.2.2.2. Densidad Relativa

Es una relación entre la densidad de un fluido y la densidad de un fluido patrón, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Esta se expresa por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad Relativa a } 60^{\circ}\text{F} = \frac{145.1}{^{\circ}\text{API} + 131.5}$$

Dónde:

$^{\circ}\text{API}$ : Gravedad API

### 2.2.2.3. Gravedad API

Es una escala empírica desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo, la cual es usada en la industria del petróleo tomando una temperatura de 60 °F. En este sistema al agua se le asigna un valor arbitrario de 10 °API.

## Factores que afectan la gravedad API

- **Presión:** Puede ser considerada casi independiente de la presión, motivado a que esta es función de la gravedad específica que a su vez es función de la densidad.



- **Temperatura:** Un aumento de la temperatura puede generar una pérdida considerable de hidrocarburos que posean un bajo punto de ebullición y eso trae como consecuencia que se produzca una reducción en la masa contenida en el cilindro ocasionando errores en la lectura del hidrómetro.

### 2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS DE ACUERDO A SU GRAVEDAD °API

La Gravedad API se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua, es decir, se busca determinar si el petróleo es más liviano o pesado que ésta última. La clasificación propuesta por el Instituto Americano de Petróleo indica que a una mayor gravedad API el petróleo será más liviano, como se puede ver en el cuadro adjunto. Cabe indicar que los petróleos ligeros son también los más requeridos en el mercado, y al mismo tiempo los de mayor precio, ya que los costos tanto de extracción como de refinación son menores en comparación con petróleos pesados. Así, se da una relación directa entre la gravedad API y la calidad del petróleo, petróleos más ligeros tienen una mayor calidad, y requieren de menores costos para ser aprovechados que aquellos más pesados.

**Tabla 2.2. Clasificación de los crudos según Sociedad nacional Minera de Petróleo Y energía**

Aceite Crudo	Gravedad °API
Extra pesado	10
Pesado	10.0 - 22.3
Mediano	22.3 - 31.1
Ligero	31.1 - 39
Supe ligero	> 39

**Fuente:** 52° Informe Quincenal de Hidrocarburos

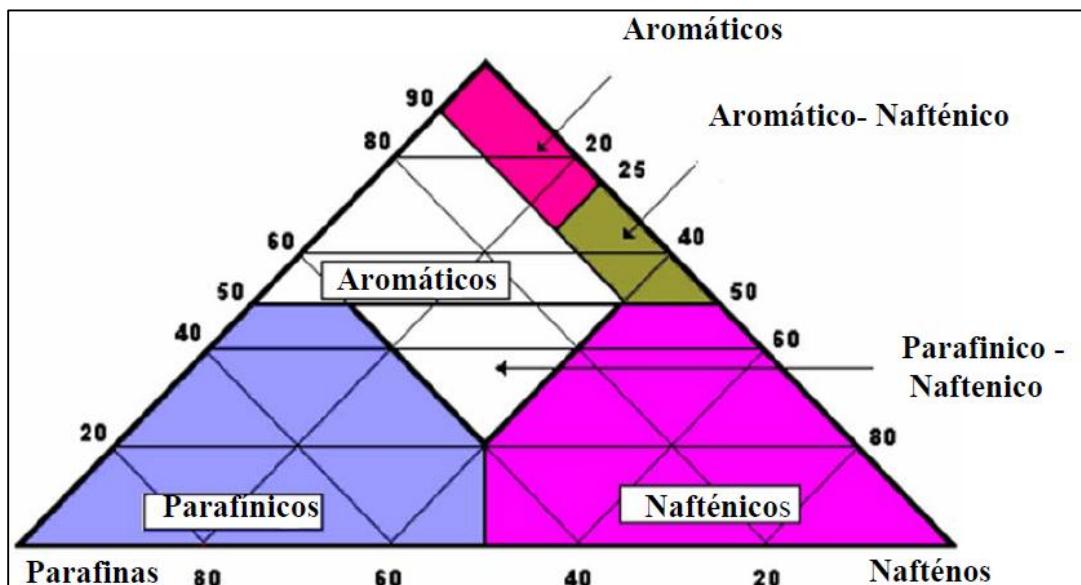
### 2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN SU COMPOSICIÓN QUÍMICA

Los componentes del petróleo pueden dividirse en: hidrocarburos, compuestos oxigenados, compuestos de azufre, compuestos nitrogenados, compuestos resinosos y asfálticos y compuestos metálicos. Como hidrocarburos, todos los demás compuestos presentes en el petróleo son sustancias orgánicas que contienen carbono. Los componentes resinosos y asfálticos contienen oxígeno y se trata como clase especial por sus propiedades físicas. Los hidrocarburos del petróleo son parafinas (alcanos), ciclo parafinas (ciclo alcanos y naftenos) y aromáticos. En el petróleo hay olefinas y otros hidrocarburos no saturados. Los alcanos en el petróleo representan toda la serie, empezando con los alcanos gaseosos y terminando con sólidos.

Acorde con las previas consideraciones el petróleo crudo, puede considerarse como Parafínico o Nafténico si el contenido de hidrocarburos saturados es mayor que 50% de las partículas de crudo. Pueden considerarse como Aromáticos, cuando el contenido de Aromáticos, Resinas y Asfáltenos es

mayor que el 50%; pueden existir clases mixtas. Estos hidrocarburos se describen en la Figura N° 2.1

**Figura 2.1. Distribución de los Crudos .Según su Composición Química**



Fuente: Fuentes Figueroa, 2011

#### 2.4.1. Clasificación de los hidrocarburos por segregación

Una Segregación es el crudo producido en un área operacional proveniente de pozos perforados en diferentes yacimientos con características especiales. Se clasifican en:

##### 2.4.1.1. Segregaciones Comerciales

Son mezclas específicas de crudos estables en su composición y propiedades que se hacen con fines comerciales. Las segregaciones le permiten a la industria la flexibilidad necesaria para lograr mayor capacidad y eficiencia en la obtención de productos y asegurar la mayor captación de mercados internacionales.

##### 2.4.1.2. Segregaciones Operacionales

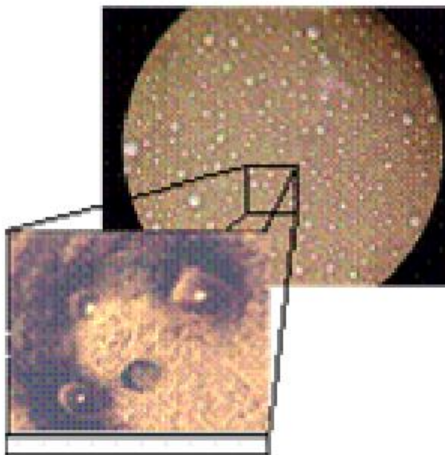
Son aquellos crudos con características físico-químicas similares y/o compatibles recolectados y tratados en sistemas independientes para ser luego refinados y así obtener productos de calidad y especificaciones comerciales definidas.

### 2.5. DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua. Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua

está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O) .Como se muestra en la figura 2.2.

**Figura 2.2. Microfotografía de una emulsión agua en petróleo crudo.**



**Fuente:** deshidratación de crudos, 2007

### **2.5.1. ¿Dónde y cómo se producen las emulsiones agua en petróleo?**

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas, pero varían desde 0,0022 ppm para el tetradecano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alquenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y su solubilidad disminuye con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos. Durante las operaciones de extracción del petróleo, la mezcla bifásica de petróleo crudo y agua de formación se desplazan en el medio poroso a una velocidad del orden de 1 pie/día, lo que es insuficiente para que se forme una emulsión. Sin embargo, al pasar por todo el aparataje de producción durante el levantamiento y el transporte en superficie (bombas, válvulas, codos, restricciones, etc.) se produce la agitación suficiente para que el agua se disperse en el petróleo en forma de emulsión W/O estabilizada por las especies de actividad interfacial presentes en el crudo. Las emulsiones formadas son macro-emulsiones W/O con diámetro de gota entre 0,1 a 100  $\mu\text{m}$ . Existen tres requisitos esenciales para formar una emulsión: • Dos líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite. • Suficiente agitación para dispersar uno de los líquidos en pequeñas gotas en el otro. • Un agente emulsionante para estabilizar las gotas dispersas en la fase continua. En los pozos que se producen por levantamiento con gas (Gas-lift), la emulsión es causada principalmente en dos lugares: En el punto donde el “gas lift” es introducido y en la cabeza del pozo. Cuando se utiliza un proceso intermitente, la emulsión generalmente es creada en la cabeza del pozo o en el equipo en superficie. Para el proceso continuo, la mayor parte de la emulsión es formada en fondo de pozo, en el punto de inyección de gas. En los campos petroleros las emulsiones de agua en aceite (W/O) son llamadas emulsiones directas, mientras que las emulsiones de aceite en agua (O/W) son llamadas emulsiones inversas. Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que emulsiones múltiples o complejas (o/W/O ó w/O/W) pueden también ocurrir. Además, esta clasificación es muy particular de la industria petrolera, ya que en general las emulsiones O/W son denominadas emulsiones normales y las W/O



son las inversas. En las emulsiones directas, la fase acuosa dispersa se refiere generalmente como agua y sedimento (A&S) y la fase continua es petróleo crudo. El A&S es principalmente agua salina; sin embargo, sólidos tales como arena, lodos, carbonatos, productos de corrosión y sólidos precipitados o disueltos se encuentran también presentes, por lo que A&S también es llamada Agua y Sedimento Básico (A&SB). Otra terminología en la industria petrolera es clasificar las emulsiones directas producidas como duras y suaves. Por definición una emulsión dura es muy estable y difícil de romper, principalmente porque las gotas dispersas son muy pequeñas. Por otro lado, una emulsión suave o dispersión es inestable y fácil de romper. En otras palabras, cuando un gran número de gotas de agua de gran diámetro están presentes, ellas a menudo se separan fácilmente por la fuerza gravitacional. El agua que se separa en menos de cinco minutos es llamada agua libre. La cantidad de agua remanente emulsionada varía ampliamente desde 1 a 60 % en volumen. En los crudos medianos y livianos ( $>20$  °API) las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % volumen de agua, mientras que en los crudos pesados y extra pesados ( $<20$  °API) tienen a menudo de 10 a 35 % de agua. La cantidad de agua libre depende de la relación agua/aceite y varía significativamente de un pozo a otro. En este trabajo, la palabra “agua” significa agua producida y es una salmuera conteniendo cloruro de sodio y otras sales. La inyección de vapor y la inyección de agua a yacimientos son factores que promueven la formación de emulsiones.

### 2.5.2. Agentes emulsionantes

Los agentes emulsionantes son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Compuestos naturales surfactantes tales como asfáltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, productos de la corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfáltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos pueden contribuir a formar emulsiones muy estables.
- Químicos de producción añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes. Los surfactantes naturales se definen como macromoléculas con actividad interfacial que tienen un alto contenido de aromáticos y por lo tanto relativamente planas con al menos un grupo polar y colas lipofílicas, con actividad interfacial. Estas moléculas pueden apilarse en forma de micelas. Se forman de las fracciones ácidas de asfáltenos, resinas, ácidos nafténicos y materiales porfirínicos. Estos surfactantes pueden adsorberse a la interfase de la gota de agua y formar una película rígida que resulta en una alta estabilidad de la emulsión W/O formada, lo cual ocurre en menos de tres días. Es por eso, que la emulsión debe tratarse lo más pronto posible con diferentes agentes tales como: química deshidratante, calor, sedimentación por centrifugación o electro coalescencia.

La película interfacial formada estabiliza la emulsión debido a las siguientes causas:

- a) Aumenta la tensión interfacial.

Por lo general, para emulsiones de crudo la tensión interfacial es de 30 a 36 mN/m. La presencia de sales también aumenta la tensión interfacial.

- b) Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas.

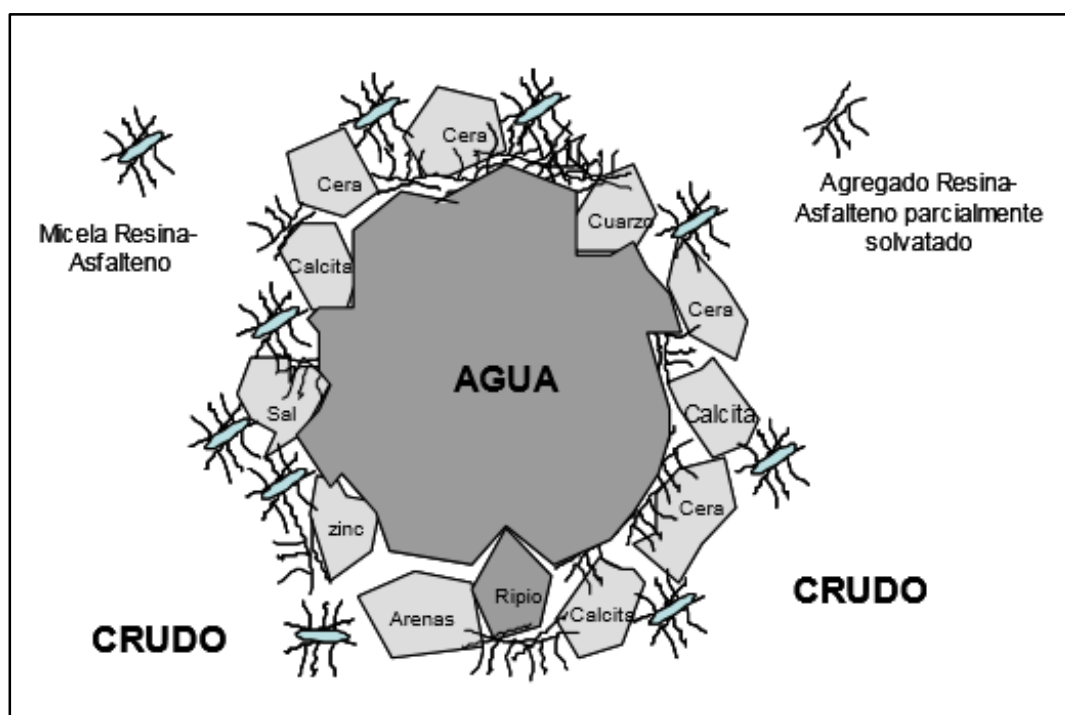
Este tipo de película ha sido comparada con una envoltura plástica.

- c) Si el surfactante o partícula adsorbida en la interfase es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras. Un segundo mecanismo de estabilización ocurre cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Para ser agentes emulsionantes, las partículas sólidas

deben ser más pequeñas que las gotas suspendidas y deben ser mojadas por el aceite y el agua. Luego estas finas partículas sólidas o coloides (usualmente con surfactantes adheridos a su superficie) se colectan en la superficie de la gota y forman una barrera física. Ejemplos comunes de este tipo de emulsionante son el sulfuro de hierro y la arcilla.

En la figura 2.3. Se muestra la adsorción de diferentes partículas emulsionantes en una gota de agua.

**Figura 2.3. Representación gráfica de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes presentes en el petróleo.**



**Fuente:** Deshidratación de crudos - Salager 1987

### 2.5.3. Propiedades que intervienen en la estabilidad de la emulsión

El rompimiento de la emulsión depende de las siguientes propiedades:

#### a) Tensión interfacial.

Una reducción de la tensión interfacial no es suficiente para aumentar la estabilidad de la emulsión. Se ha encontrado recientemente que los sistemas de tensión ultra-baja producen emulsiones inestables. Estudios de tensión interfacial dinámica entre crudo y agua muestran que la tensión disminuye con el tiempo y que se requieren varias horas de contacto para obtener un valor estable. A partir de las mediciones de tensión interfacial (IFT) se puede concluir que es la fracción de la resina que tiene la más alta afinidad por la interfase. Las resinas pueden reducir el IFT a los valores cerca de 15 mN/m. Mientras que los asfaltenos la reducen en 25 mN/m como valor límite. El valor para el petróleo crudo es del orden de 30 mN/m, lo cual revela que hay otros componentes indígenas que influyen el IFT además de las resinas y asfaltenos.

#### b) Viscosidad de la fase externa.

Una viscosidad alta en la fase externa disminuye el coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas, por lo que se incrementa la estabilidad de la emulsión. Una alta concentración de las

gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y estabiliza la emulsión. Este efecto puede ser minimizado calentando la emulsión.

**c) Tamaño de la gota.**

Gotas muy pequeñas menores de 10  $\mu\text{m}$  generalmente producen emulsiones más estables. Una amplia distribución de tamaños de partículas resulta en general en una emulsión menos estable.

**d) Relación de volumen de fases.**

Incrementando el volumen de la fase dispersa se incrementa el número de gotas y/o tamaño de gota y el área interfacial. La distancia de separación se reduce y esto aumenta la probabilidad de colisión de las gotas. Todos estos factores reducen la estabilidad de la emulsión.

**e) Temperatura.**

Usualmente, la temperatura tiene un efecto muy fuerte en la estabilidad de la emulsión. Incrementando la temperatura se reduce la adsorción de surfactantes naturales y disminuye la viscosidad de la fase externa, la rigidez de la película interfacial y la tensión superficial. Todos estos cambios reducen la estabilidad de la emulsión. En presencia de surfactantes aniónicos, un aumento de temperatura aumenta la afinidad de estos por la fase acuosa, mientras que lo inverso ocurre con surfactantes no-iónicos.

**f) pH.**

La adición de ácidos o bases inorgánicos cambia radicalmente la formación de películas de asfáltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite. Ajustando el pH se puede minimizar la rigidez de la película que estabiliza la emulsión y aumentar la tensión superficial. La estabilización de la tensión interfacial depende del pH de la fase acuosa, por lo cual la adsorción en la interfase presenta una histéresis que indica que las diferentes moléculas emulsionantes (surfactantes naturales que contienen grupos ácidos y bases) poseen cinéticas de equilibración muy diferentes.

**g) Envejecimiento de la interfase.**

A medida que la interfase envejece la adsorción de los surfactantes se completa y debido a las interacciones laterales entre las moléculas aumenta la rigidez de la película hasta un valor estable en unas 3 a 4 horas. Esta película o piel alrededor de la gota llega a ser más gruesa, más fuerte y más dura. Además, la cantidad de agentes emulsionantes se incrementa por oxidación, fotólisis, evaporación o por la acción de bacterias.

**h) Salinidad de la salmuera.**

La concentración de la salmuera es un factor importante en la formación de emulsiones estables. Agua fresca o salmuera con baja concentración de sal favorecen la estabilidad de las emulsiones. Por el contrario, altas concentraciones de sal tienden a reducirla.

**i) Tipo de aceite.**

Los crudos con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfáltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión. En otras palabras, el tipo de crudo determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales.



#### j) Diferencia de densidad.

La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la velocidad de sedimentación de las gotas y por ende, se acelera la coalescencia.

#### k) Presencia de cationes.

Los cationes divalentes como calcio y magnesio tienen tendencia a producir una compactación de las películas adsorbidas, probablemente por efecto de pantalla electrostática de un lado, y por otro, la precipitación de sales insolubles en la interfase.

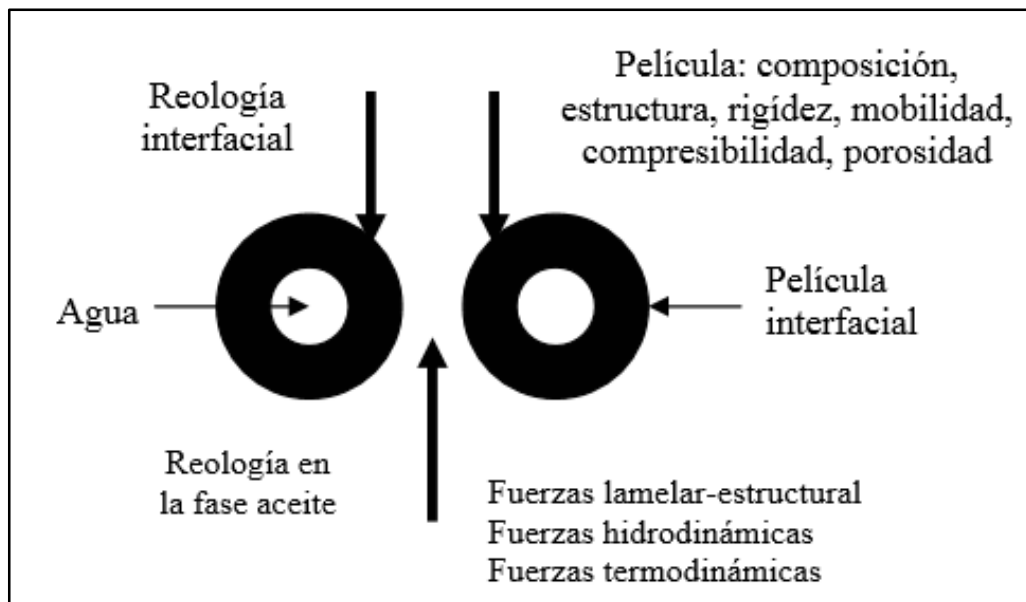
#### l) Propiedades reológicas interfaciales.

Generalmente, cuando una interfase con moléculas de surfactantes adsorbidas se estira o dilata se generan gradientes de tensión. Los gradientes de tensión se oponen al estiramiento e intentan restaurar la uniformidad de la tensión interfacial. Como consecuencia, la interfase presenta una cierta elasticidad. Éste es el efecto llamado Gibbs-Marangoni.

En la figura 2.4. Se muestran los factores físico-químicos relacionados con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa.

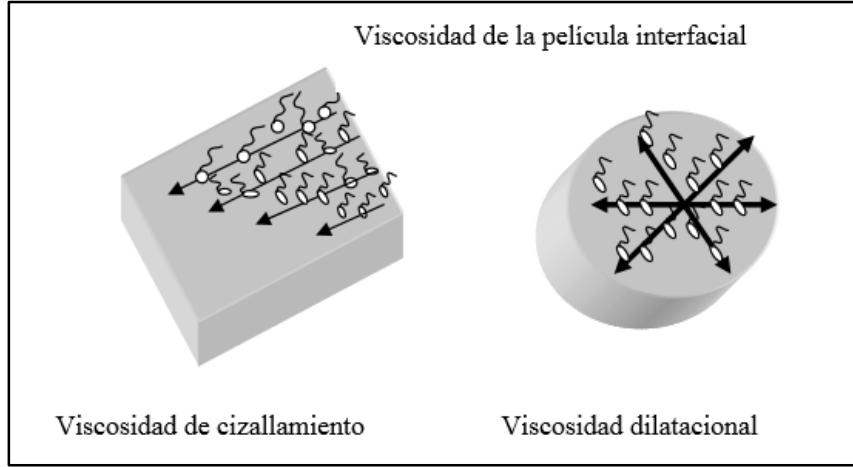
Para una interfase Newtoniana las propiedades reológicas que determinan el movimiento interfacial son la viscosidad de cizallamiento interfacial  $\eta_s$ , la viscosidad dilatacional interfacial  $\eta_d$  y el gradiente de tensión interfacial.  $\eta_s$  describe la resistencia de la interfase a cambiar de forma en un elemento diferencial de la interfase, el área se mantiene constante y se mide la resistencia de la película.

**Figura 2.4. Esquema de los factores físicos-químicos relacionados de con las interacciones entre dos gotas de fase dispersa de una emulsión (O/W).**



**Fuente:** Deshidratación de crudos - Salager 1987

**Figura 2.5. Esquema de las fuerzas de corte de dilatacional relacionadas con mediciones de las viscosidades correspondientes en una interfase agua-aceite.**



**Fuente:** Deshidratación de crudos - Salager 1987

Se define el módulo dilatacional interfacial  $\varepsilon$  como el aumento en la tensión interfacial para una unidad de área superficial (Lucassen-Reynders 1993), por lo tanto, es una medida de la resistencia para la creación de gradientes de tensión interfacial, y la tasa a la cual tales gradientes desaparecen después de la deformación.

El módulo  $\varepsilon$  a una frecuencia particular es caracterizado por el valor absoluto  $|\varepsilon|$  y por el ángulo de fase  $\theta$  que describen la variación entre la tensión interfacial dinámica en función del cambio del área interfacial.

$$\varepsilon \equiv \frac{d\gamma}{d \ln A} = |\varepsilon| \exp(i\theta) \quad (1)$$

Puede ser expresado como la suma de la contribución elástica y la viscosidad,

$$\varepsilon = \varepsilon_d + i\omega\eta_d \quad (2)$$

Siendo  $\varepsilon_d$  la elasticidad dilatacional (mN/m) y,  $\eta_d$  es la viscosidad dilatacional (mN/ms) calculada por:

$$\varepsilon_d = |\varepsilon| \cos \theta \quad (3)$$

$$\eta_d = \frac{|\varepsilon|}{\omega} \sin \theta \quad (4)$$

donde  $\omega$  es la velocidad angular ( $= 2\pi/\text{período}$ ) en (1/s).

#### 2.5.4. Mecanismo de ruptura de la emulsión agua en petróleo

Diversos estudios se han hecho sobre los mecanismos de ruptura de una emulsión W/O. Según el análisis de Jeffreys y Davies en 1971 estas etapas se reducen a tres:

##### Etapa 1.

Acercamiento macroscópico de las gotas Cuando las gotas de fase dispersa son más o menos grandes se aproximan por sedimentación gravitacional, gobernadas por las leyes de Stokes (basada en la suposición de gotas esféricas rígidas, ecuación 5) o de Hadamard (movimiento convectivo interno en las gotas y efecto de la viscosidad de la fase interna, ecuación 6), pero sí son menores de 5 µm está presente el movimiento Browniano.

$$V_s = \frac{2(\rho_1 - \rho_2)gr^2}{9\eta_e} = f_s \cdot r^2 \quad (5)$$

$$V_H = V_s \frac{\left(1 + \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} \frac{\eta_e}{\eta_i}\right)} \quad (6)$$

Donde:

$V_s$  = velocidad de sedimentación de Stokes (cm/s).

$V_H$  = velocidad de sedimentación de Hadamard (cm/s).

$\rho_1$  = densidad del agua (g/cm<sup>3</sup>).

$\rho_2$  = densidad del crudo (g/cm<sup>3</sup>).

$g$  = aceleración de gravedad (cm/s<sup>2</sup>).

$r$  = radio de las gotas de agua dispersas en el crudo (cm).

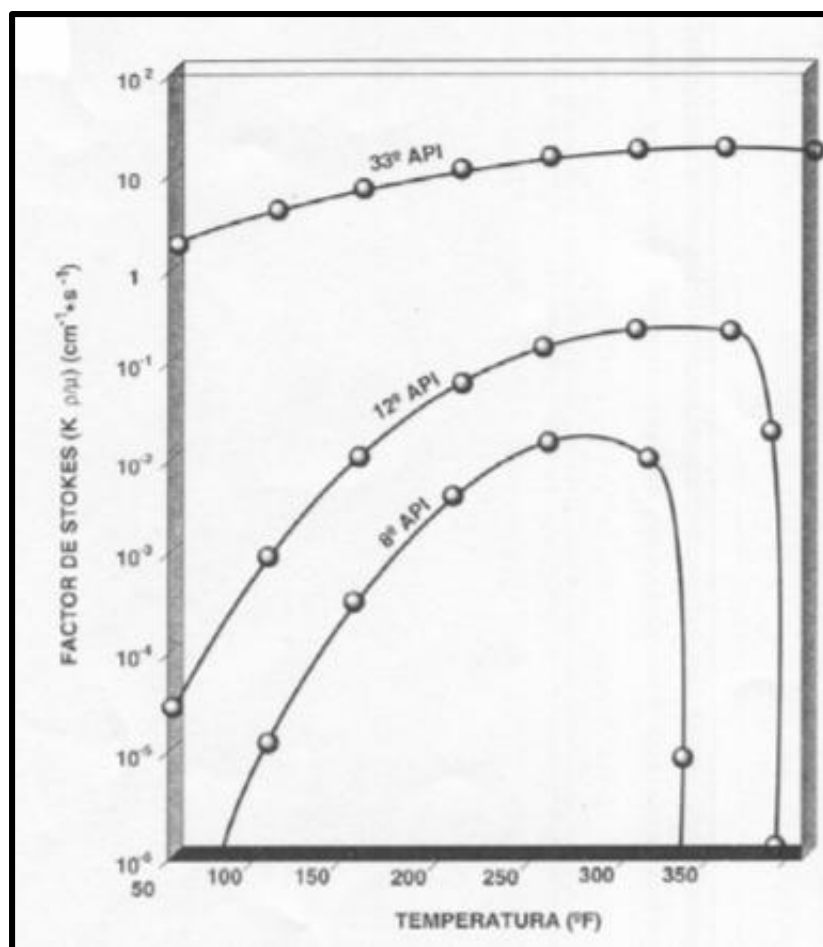
$\eta_e$  = viscosidad de la fase externa (cp).

$\eta_i$  = viscosidad de la fase interna (cp).

$F_s$  = factor de Stokes (1/cm.s)

Una velocidad de sedimentación del orden de 1 mm por día es suficientemente baja para que el movimiento de convección térmica y el movimiento Browniano la compensen. Esto indica que el problema de sedimentación puede volverse muy severo para crudos pesados o extra pesados (Salager 1987 a), para los cuales la diferencia de densidad es poca y la viscosidad es alta. De los parámetros incluidos en la ecuación (5), la viscosidad es la que presenta mayor influencia, producto de la gran sensibilidad de este parámetro ante variaciones en la temperatura. En la figura 2.6 se muestra la variación de la velocidad de asentamiento con la temperatura en términos del factor de Stokes ( $f_s = V_s/r^2$ ) para crudos de distintas gravedades API. Como puede verse, el efecto de la variación en la temperatura y la gravedad API en el factor de Stokes es drástico para crudos muy viscosos, lo que da lugar a diferencias de varios órdenes de magnitud en la velocidad de sedimentación cuando se considera una pequeña variación en la gravedad API o se incrementa la temperatura.

**Figura 2.6. Variación del factor de Stokes con la temperatura y la gravedad API**



**Fuente:** Deshidratación de crudos - Salager 1987

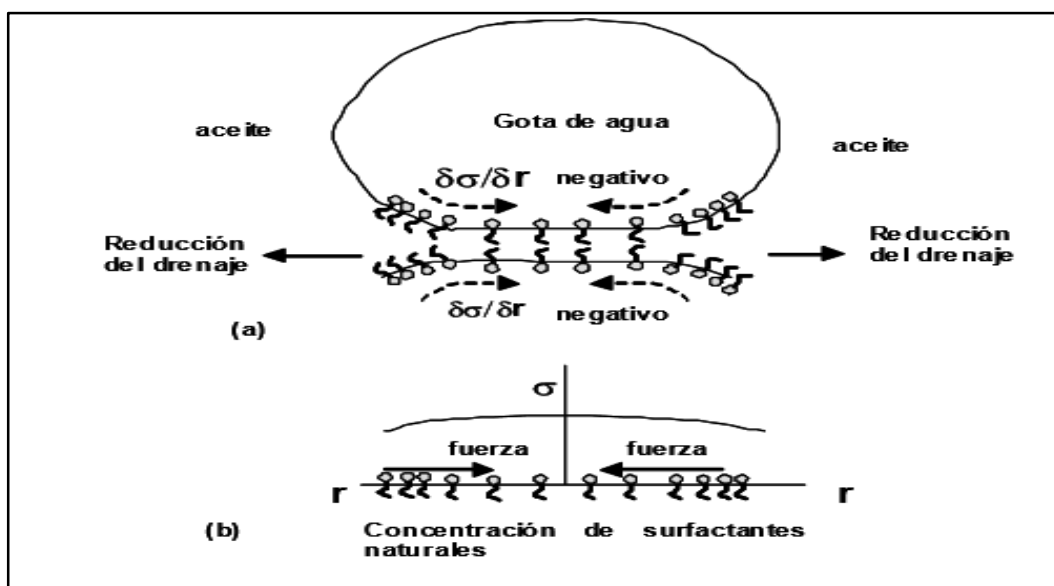
## **Etapas 2. Drenaje de la película**

Al final de la etapa anterior, las gotas se deforman y se genera una película intergota, dando inicio así a la segunda etapa del proceso llamada “drenaje de la película”, donde están involucrados fenómenos interfaciales relacionados con la presencia de surfactantes adsorbidos.

Una vez que dos gotas se acercan, se produce una deformación de su superficie (adelgazamiento del orden de 0,1 micras o menos) y se crea una película de fluido entre las mismas, con un espesor alrededor de 500 Å. La velocidad de drenaje de la película depende de las fuerzas que actúan en la interfase de la película. Cuando dos gotas de fase interna de una emulsión se aproximan una a la otra debido a las fuerzas gravitacionales, convección térmica o agitación, se crea un flujo de líquido entre ambas interfases y el espesor de la película disminuye. El flujo de líquido de la película trae consigo moléculas de surfactantes naturales adsorbidas debido al flujo convectivo creando un gradiente de concentración en la interfase. Este gradiente de concentración produce una variación en el valor local de la tensión interfacial (gradiente de tensión) que genera una fuerza opuesta al flujo de líquido fuera de la película, figura 2.7 (a) (b).



**Figura 2.7. (a) Efecto del drenaje de la película sobre la concentración de surfactantes naturales. (b) Efecto de la concentración superficial sobre la variación en la tensión interfacial en el interior de la película drenada.**



**Fuente:** Deshidratación de crudos - Salager 1987

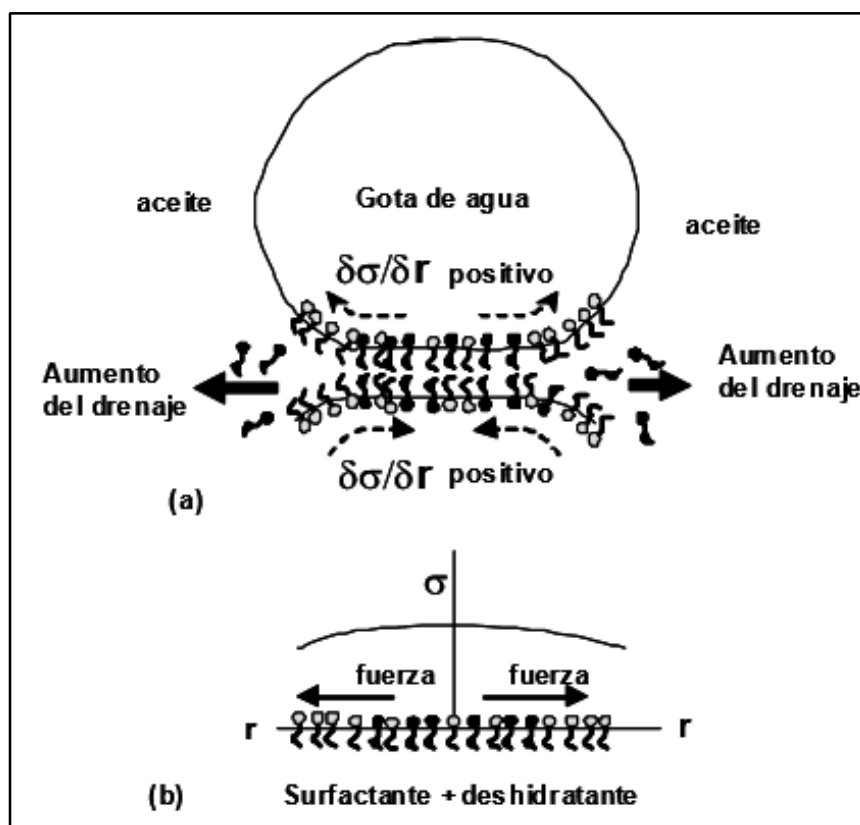
### **Etapas 3. Coalescencia**

La coalescencia se define como un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad, el área interfacial se reduce y también la energía libre del sistema (condición de inestabilidad). Sin embargo, este fenómeno se produce sólo cuando se vencen las barreras energéticas asociadas con las capas de emulsionante adsorbido y la película de fase continua entre las dos gotas. Esta etapa puede considerarse como instantánea respecto a las dos primeras etapas. Los procesos de deshidratación utilizan efectos físicos destinados a aumentar la velocidad de la primera etapa, tales como el calentamiento, que reduce la viscosidad de la fase externa y aumenta la diferencia de densidad entre los fluidos; ó un aumento de la cantidad de fase interna (reduce el recorrido promedio de cada gota antes del contacto con otra). También es posible usar fuerzas diferentes a la gravedad natural para aumentar la velocidad de contacto y/o el tamaño de la gota: gravedad artificial por centrifugación (fuerzas capilares con filtros coalescedores) o fuerzas electrostáticas.

El esfuerzo de corte asociado con el drenaje tiende a concentrar la mayor parte de las moléculas de surfactante natural fuera de la película y a disminuir su concentración en el interior de la película. Las moléculas de desemulsionantes son adsorbidas en los espacios dejados por los surfactantes naturales en la película, figura 2.8 (a), (b). Por la variación de la tensión interfacial con el tiempo, la tasa de adsorción de los desemulsionantes en la interfase crudo/agua es más rápida que la de los surfactantes naturales del crudo. Cuando la película llega a ser muy delgada y debido a la proximidad de la fase dispersa, las fuerzas de atracción de Van der Waals dominan y ocurre la coalescencia. Toda vez que ocurre el acercamiento de las gotas se pueden presentar varios tipos de interacciones entre ellas que retrasen o aceleren el drenaje de la película. Por ejemplo, cuando las gotas poseen en la interfase una carga eléctrica, su acercamiento está inhibido por una repulsión de tipo eléctrico. El acercamiento también pueden ser demorado por fenómenos electrocinéticos como el efecto electroviscoso denominado "potencial de flujo" (fuerza opuesta al drenaje de la película) y/o un aumento de la viscosidad interfacial (formación de una película interfacial rígida e inmovilización de la capa de aceite que solvata las colas lipofílicas). La mejor forma de eliminar estos efectos es

anular las interacciones del surfactante natural, lo cual se logra mediante la formulación fisicoquímica.

**Figura 2.8. (a) Ilustración esquemática de la adsorción del surfactante deshidratante en la superficie libre de la película (b) Efecto de la concentración superficial del surfactante natural y las moléculas de deshidratante sobre la variación de la tensión interfacial en el interior de la película drenada.**



**Fuente:** Deshidratación de crudos - Salager 1987

## 2.6. MÉTODOS DE TRATAMIENTO PARA LA DESHIDRATACIÓN

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: Químico, térmico, mecánico y eléctrico. En general, se usa una combinación de los métodos térmicos y químicos con uno mecánico o eléctrico para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O. El tratamiento químico consiste en aplicar un producto desemulsionante sintético denominado en las áreas operacionales de la industria petrolera como “química deshidratante”, el cual debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsionante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba. El tratamiento por calentamiento consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos. El tratamiento mecánico se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran los tanques de sedimentación llamados comúnmente tanques de lavado. Para el tratamiento eléctrico se utilizan

equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa. La selección y preparación del tipo de desemulsionante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanque de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsionantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsionantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsionante inyectado en línea.

### **2.6.1. Acción de la química deshidratante**

Diferentes estudios han demostrado que el mecanismo físico-químico de acción de los agentes deshidratantes o desemulsionantes está asociado a la formulación óptima del sistema ( $SAD = 0$ , siendo SAD la Diferencia de Afinidad del Surfactante). La formulación óptima se define básicamente como un estado de equilibrio entre las afinidades del surfactante para la fase acuosa y para la fase oleica. Se han determinado cuantitativamente los efectos de las diferentes variables de formulación (salinidad, ACN, EON, WOR, temperatura, entre otras) sobre el equilibrio hidrófilo/lipofílico entre el surfactante y su ambiente físico-químico. En un sistema surfactante-agua-aceite, la formulación óptima se logra cuando en un barrido unidimensional de cualquier variable de formulación, el sistema presenta una tensión interfacial mínima o ultra-baja, acompañada en general de la aparición de un sistema trifásico en el cual la mayor parte del surfactante está en la fase media. Para el caso de emulsiones agua en crudo es poco corriente poder observar tal sistema trifásico y la inestabilidad se detecta por el progreso de la coalescencia y la evolución de la tensión interfacial dinámica. Para conseguir esta condición en una emulsión W/O que ya contiene un surfactante lipofílico (modelo de los surfactantes naturales en el crudo), se debe añadir un surfactante hidrofílico de peso molecular promedio o bajo (modelo agente deshidratante) de manera que el parámetro característico de la mezcla produzca una emulsión inestable. La formulación óptima es independiente de la concentración de surfactante y de la cantidad de la fase media, el surfactante es atrapado en una microemulsión. Por lo general, los desemulsionantes comerciales son mezclas de varios componentes que tienen estructuras químicas diferentes y materiales poliméricos, así como una amplia distribución de peso molecular. Están conformados por un 30 a 50% de materia activa (surfactantes) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática y alcoholes. Entre los más utilizados están los copolímeros bloques de óxido de etileno y de óxido de propileno, las resinas alquil-fenol formaldehídos, las poliaminas, alcoholes grasos, aminas oxialquiladas y poliesteraminas y sus mezclas. En la tabla 2.3 Se presentan algunos de los productos surfactantes utilizados como agentes deshidratantes para romper emulsiones W/O. Estos surfactantes tienen tres efectos fundamentales una vez adsorbidos en la interfase agua-aceite: uno es la inhibición de la formación de una película rígida, otro el debilitamiento de la película volviéndola compresible y el más importante, el cambio en la formulación del sistema para alcanzar la condición de  $SAD = 0$

**Tabla 2.3. Historia del uso de deshidratantes.**

Período	Dosificación (ppm)	Tipo de química
1920	1.000	Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y alquilaromáticos, sulfonato, aceite de castor sulfatado
1930	1.000	Sulfonatos de petróleo, esteres de ácidos sulfosuccínicos, di-epóxicos
Desde 1935	100-500	Ácidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y alquilfenoles
Desde 1950	100	Copolimeros bloques de óxido de etileno/óxido de propileno EO/PO, resinas palquilfenol formaldehidas + EO/PO y modificaciones
Desde 1965	30-50	Aminas oxialquiladas, poliaminas
Desde 1976	10-30	Oxialquilados, resinas p-alquilfenol formaldehidas cíclicas y modificaciones complejas
Desde 1986	5-20	Poliesteraminas y sus mezclas

**Fuentes:** Staiss F., R. Bohm and R. Kupfer, 1991. Improved Demulsifier Chemistry: A novel approach in the Dehydration of crude oil. SPE Production Engineering, Vol. 6, N° 3, pp. 334-338.

## 2.6.2. Acción del campo eléctrico

La fuerza resultante entre dos gotas cargadas está dada por la Ley de Coulomb:

$$F = \frac{q_1 \cdot q_2}{4\pi\epsilon_o x^2} \quad (7)$$

donde q es la carga de la gota, x es la distancia entre los centros de las gotas y  $\epsilon_o$  la permitividad de la fase continua. La dirección del movimiento depende de la polaridad de la carga y del campo eléctrico. Para una gota cargada por contacto directo con un electrodo, la fuerza resultante se reescribe:

$$F = \left[ \frac{\pi^2}{6} \right] 4\pi\epsilon_{oil}^2 \epsilon_o E^2 \quad (8)$$

Siendo  $\epsilon_{oil}$  la constante dieléctrica relativa del crudo y E el campo eléctrico.

Esta fuerza ocasiona que la gota cargada migre hacia el electrodo de carga opuesta y se inicie entonces el contacto con otras gotas, permitiendo la coalescencia. Para dos gotas polarizadas de igual tamaño alineadas en el campo eléctrico, la fuerza de atracción es:

$$F = 3\pi\epsilon_{oil}\epsilon_o E^2 \frac{d^6}{x^4} \quad (9)$$

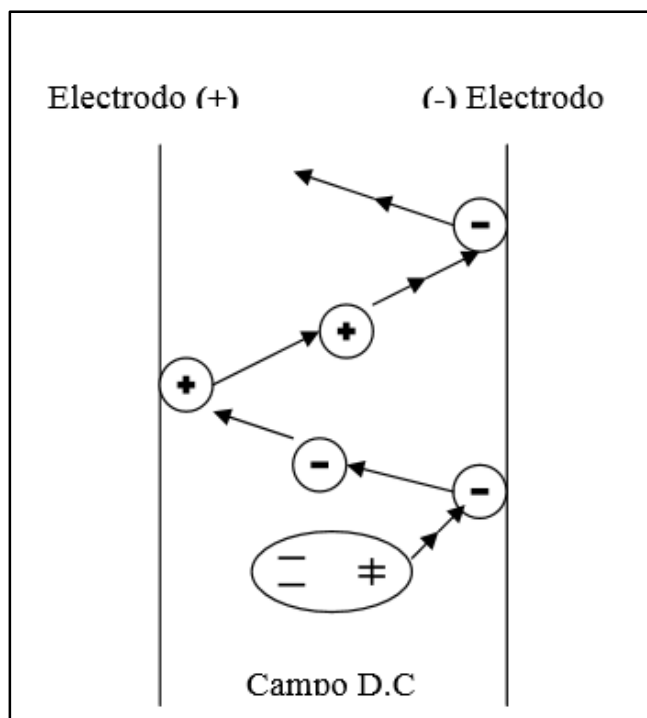
En un campo D.C. (corriente directa), las gotas migrarán en un patrón continuo con una velocidad determinada por la viscosidad de la fase continua. Las gotas gradualmente perderán su carga,



dependiendo del tiempo de relajación de la fase continua. En el caso de corriente continua (A.C.), una gota cargada tenderá a oscilar en una posición media entre los electrodos. Una gota puede llegar a cargarse por otros mecanismos tales como: ionización, adsorción preferencial de iones a la interfase (doble capa eléctrica) o transferencia de carga convectiva desde un electrodo por la fase orgánica. En investigaciones realizadas se ha podido estudiar el fenómeno que hace que los voltajes D.C. sean tan efectivos y permitan remover grandes cantidades de agua. Este principio se esquematiza en la figura 2.9. En esta figura se representa un crudo fluyendo verticalmente con una sola gota de agua presente. A medida que la gota entra en el alto gradiente D.C. entre los electrodos, éste le induce una carga a la superficie de la gota, que es igual a la del electrodo más cercano, por lo que inmediatamente ambos se repelen y la gota es atraída hacia el electrodo de carga contraria. Cuando la gota se acerca al electrodo de carga contraria, la carga superficial de la gota se altera por el gran potencial del ahora electrodo más cercano, lo que hace que sea repelida de nuevo y atraída por el electrodo de carga contraria. Este movimiento de la gota es una migración ordenada entre los electrodos. Los altos potenciales D.C. retienen a las gotas de agua hasta sean suficientemente grandes como para sedimentar.

Considerando lo anteriormente expuesto para un sistema de una emulsión W/O con miles de gotas de agua. Las gotas polarizadas (cargadas mitad positivamente y mitad negativamente) tenderán a colisionar entre sí, por lo cual la coalescencia ocurrirá más rápido. Este fenómeno también hace que gotas en medios más viscosos colisionen, y es necesario altas temperaturas.

**Figura 2.9. Movimiento de una gota de agua entre dos electrodos de polaridad dual.**



**Fuente:** Deshidratación de crudos - Salager 1987

## 2.7. ASPECTOS PRÁCTICOS Y TECNOLÓGICOS

### 2.7.1. Aplicación del mapa de formulación a la deshidratación de crudos

En la historia de un pozo ocurre en general un aumento paulatino del porcentaje de agua producida. Uno de los problemas más severos es el aumento de viscosidad de las emulsiones W/O con el contenido de agua, el cual provoca problemas de bombeo y de reducción de la producción. Para encontrar solución a este problema conviene estudiar la influencia de las variables de composición conjuntamente con la de la variable generalizada de formulación SAD o HLD. A tal efecto se usan sistemas modelos compuestos por un ternario surfactante-aceite-salmuera. Tales sistemas poseen dos variables independientes de composición, las cuales se expresan en general, como la concentración de surfactante y la relación agua-aceite WOR. La concentración del surfactante tiene una influencia general bien definida. Debajo de una cierta concentración “crítica” no hay suficiente surfactante en el sistema para estabilizar una emulsión. Al contrario, el WOR tiene un efecto más difícil de entender, ya que éste se combina con el de la formulación. Se sabe, que un aumento del contenido de agua de una emulsión W/O (formulación SAD > 0) termina siempre por invertirse en una emulsión O/W cuando el porcentaje de agua llega a 70-80%.

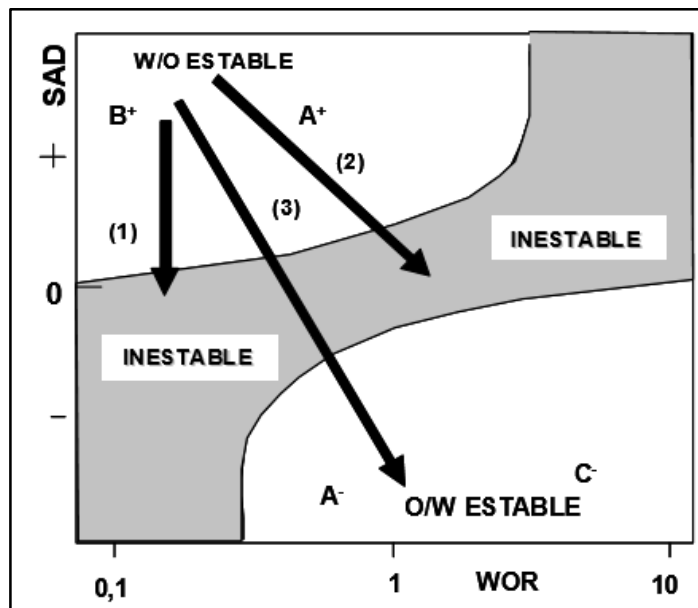
El mapa bidimensional de formulación-composición (por ejemplo, SAD-WOR) es extremadamente útil para explicar el papel de la química deshidratante cuando se añade a la mezcla agua-crudo en el fondo de pozo antes de la formación de la emulsión.

Para tratar un sistema susceptible de producir una emulsión W/O estable ubicada en B+ ó A+ (SAD > 0) por efecto de los surfactantes naturales, basta añadir un surfactante hidrofílico disuelto en una fase aceite, de manera tal que al combinarse con los surfactantes naturales produzca SAD = 0 o SAD levemente negativo, como se muestra en la figura 2.7 caso 1. En tales condiciones, se obtendrá una emulsión W/O inestable. Si al mismo sistema se añade un surfactante hidrofílico disuelto en una cantidad notable de agua, de forma que el SAD resultante sea cero en la frontera A+/A- ó levemente negativo en A-, se obtendrá una emulsión O/W inestable, figura 2.7.

Caso 2. Este puede ser mejor que el caso 1 si el crudo es viscoso, ya que la emulsión W/O puede ser difícil de bombear. Si se añade un surfactante hidrofílico y agua en cantidades suficientes para producir SAD < 0 en la zona A-, se puede obtener una emulsión O/W estable.

Caso 3, lo que puede ser interesante para ciertos tipos de aplicaciones, como es el caso de transporte de crudos pesados o la producción de emulsiones combustibles. En la mayoría de los casos el problema es diferente y consiste en añadir la química deshidratante a una emulsión ya estabilizada por surfactantes naturales. En lo que concierne a la deshidratación, el cambio de B+ (SAD > 0) al límite de B+/B- (SAD = 0) o a B- (SAD < 0 cerca de cero), y el cambio de B+ ó A+ al límite A+/A- (SAD = 0) o a A- (SAD < 0) producen esencialmente los mismos efectos que para un sistema pre-equilibrado. Con el objeto de que la analogía se aplique a sistemas crudo/agua es necesario que se cumpla la regla de mezcla entre los surfactantes naturales y la química deshidratante y, por otra parte, que el agente deshidratante pueda migrar rápidamente a la interfase para combinarse con los surfactantes naturales. Este último requisito implica que el agente deshidratante se incorpore al sistema en un vehículo solvente miscible con la fase externa de la emulsión que se ha de romper [4].

**Figura 2.10. Utilización del mapa de formulación-WOR para el tratamiento de emulsiones de campo tipo W/O: (1) Deshidratación, (2) Desalación, (3) Producción de emulsiones O/W estables.**



**Fuente:** Deshidratación de crudos - Salager 1987

### 2.7.2. Pruebas de Botella

Los desemulsionantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. Los rangos de dosificación pueden variar de 10 a 1.000 ppm, aunque generalmente con un buen deshidratante se utilizan 10 a 100 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros. El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, puede estabilizar aún más la emulsión directa W/O o producir emulsiones inversas O/W. Debido a que los agentes desemulsionantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsionante más adecuado es un arte. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como Pruebas de botella, las cuales se han estandarizado como técnica de selección de estos productos en los laboratorios de la industria petrolera.

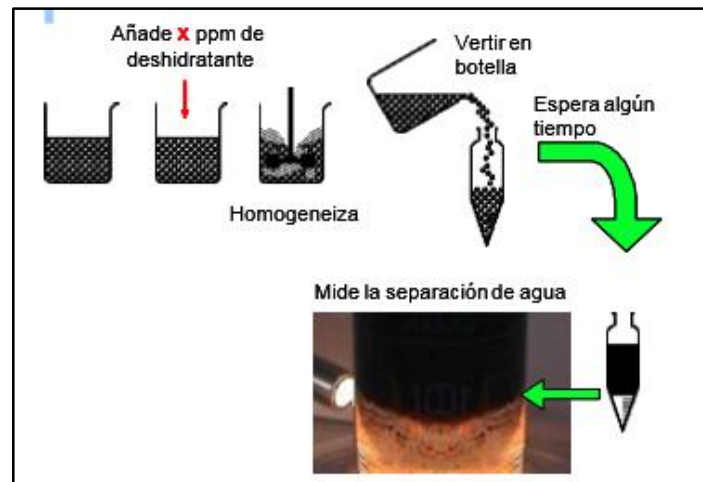
Las pruebas de botella ayudan a determinar cuál química puede ser más efectiva para romper la emulsión de campo. Los resultados de esta prueba indican la menor cantidad de química necesaria para separar la mayor cantidad de agua de la emulsión W/O. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características.

1. Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
2. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
3. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.
4. Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

En la figura 2.11. Se esquematiza el procedimiento para la aplicación de la prueba de botella, el cual consiste básicamente en preparar una serie de botellas graduadas y añadir 100 ml de la emulsión agua

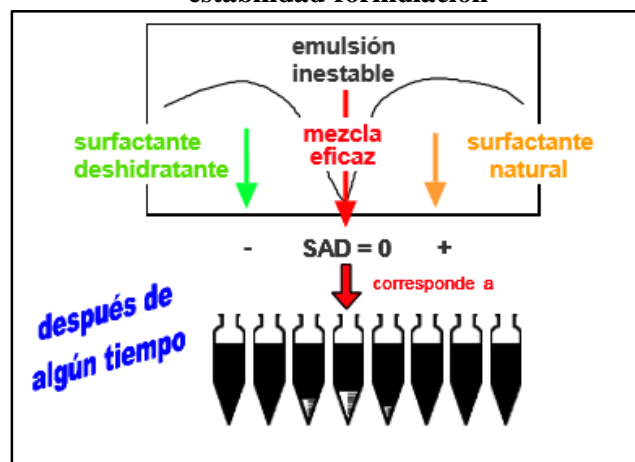
en crudo fresca o preparada en laboratorio, se dosifican diferentes concentraciones del producto deshidratante a cada botella dejando una botella sin deshidratante (botella patrón), se homogeniza la mezcla y se colocan las botellas en un baño termostático a la temperatura deseada. Cada 30 min se lee el volumen de agua coalescida y se observa la calidad de la interfase, del agua separada y de las paredes del tubo. Con esta data se construye la gráfica de Porcentaje de agua separada en función del tiempo, así como la gráfica de estabilidad, que permite conocer el tiempo necesario para separar  $\frac{1}{2}$  ó  $\frac{2}{3}$  del volumen de fase acuosa. Tales gráficas permiten determinar la eficiencia del deshidratante. En la figura 2.12. Se muestra el papel del deshidratante en una gráfica de estabilidad formulación, siendo la variable de formulación el SAD (Diferencia de Afinidad del Surfactante). La situación inicial es una emulsión W/O estabilizada por surfactantes naturales y partículas autóctonas del crudo. La química deshidratante es una mezcla de surfactantes de carácter hidrofílico que se solubiliza en un solvente hidrocarbonado de tipo aromático para viajar por difusión y convección por la fase externa de la emulsión, es decir, el petróleo crudo, y adsorberse en la interfase de la gota de agua. Este deshidratante combina sus efectos con los del surfactante natural, obteniéndose una mezcla eficaz que hace la emulsión inestable.

**Figura 2.11. Procedimiento para la realización de la prueba de botella.**



**Fuente:** Deshidratación de Crudos – Salager, 1897

**Figura 2.12. Acción del deshidratante dosificado en las pruebas de botella en un mapa de estabilidad-formulación**



**Fuente:** Deshidratación de Crudos – Salager, 1897



## 2.8. Batería 1

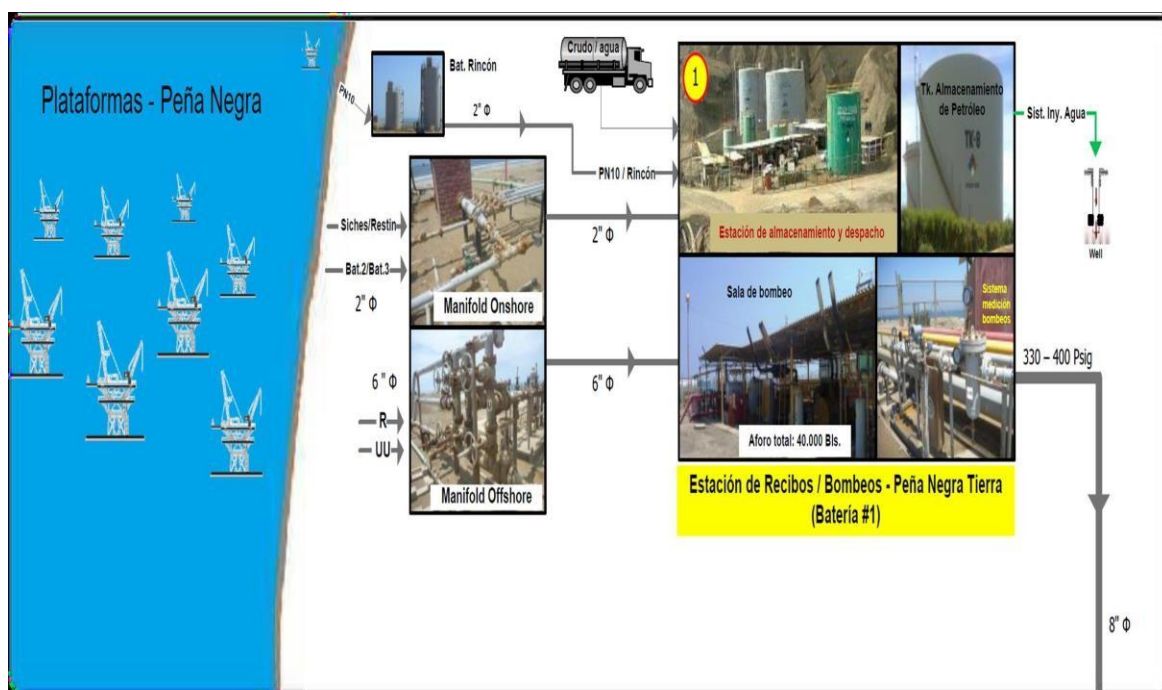
Formada por unidades de procesos como dos tanques, bombas de transferencia, equipos de separación y filtración

Se diseñan con fase en un determinado flujo de proceso del agua/aceite, proyección de producción y calidad final del agua deseada.

En muchos casos estas plantas deben operar con flujos mayores a su diseño originan ( $Q_d$  vs  $Q_{op}$ )

Los nuevos diseños consideran un concepto más integrado, con más instrumentación, automatización programa químico integral y dispositivos para prevenir el “fouling” del sistema

**Figura 2.13. Planta típica de un tratamiento de agua de inyección**



**Fuente:** Informe de Batería # 1-Savia Perú

## 2.9. ESCOGER EL PRODUCTO QUÍMICO

Idealmente, un demulsificante debería romper la emulsión en forma rápida, con crudo limpio (mínimo BS&W), una interfase limpia y clara, no aceite en el agua. Es importante indicar que el químico nunca puede proveer todas las contestaciones a todos los problemas encontrados en el tratamiento de emulsiones de crudo.

El desmulsificante a ser usado debe cumplir las siguientes funciones.

1. Debe penetrar y dispersar las partículas
2. Debe coalescer y separar agua
3. Debe humectar a los sólidos entrampados
4. No debe resultar en una interfase sucia
5. No debe dar agua aceitosa

Es probablemente verdad que un solo componente químico no puede hacer todos estos trabajos como lo haría un producto con multicomponentes nosotros estamos negociando con un fenómeno de superficie que ocurre en diferentes fases. Poner simplemente, un producto probablemente trabajará mejor si tiene un rango de solubilidades y por esta es razón una mezcla de varias estructuras químicas. Soluble en aceite para penetración y la inicial coalescencia y soluble en agua o dispersible en agua para la humectación y acondicionamiento de la interfase.

En orden a mantener nuestros presentes negocios y obtener nuevos negocios en demulsificantes, nosotros debemos llegar a ser eficientes y callados en nuestra evaluación de los productos en la prueba de botellas. Este test debe ser realista, confiable y reproducible.

En los años, varios procedimientos de pruebas de botella han sido discutidos y establecido procedimientos normalizados. Sin lugar a dudas no existe una prueba de botellas normalizada. La prueba de botellas debe ser variada para simular el sistema lo más cercano posible. Cada uno de nosotros debemos estar abiertos a modificar la prueba cuando sea necesario una vez que entendamos al crudo, el agua, las variaciones de los equipos de campo, tipos de pozos y sistemas de tratamiento. A continuación tenemos un procedimiento standard de prueba de botellas.

### **2.9.1 Procedimiento Estandarizado de la Prueba de Botella**

Este procedimiento ayudará a cada uno de nosotros en nuestras pruebas de botella, se normalice en la presentación de los resultados.

#### **Paso I: Revisión del Sistema:**

Revise el sistema y determine qué tipo de pozo, porcentaje de agua, temperaturas, presiones, puntos de inyección de químicos, tiempo de retención en cada recipiente, tipo de recipientes, producción diaria de aceite y agua, niveles de aceite-agua en cada recipiente y otros factores relacionados al sistema.

#### **Paso II Parámetros para evaluación inicial.-**

Basado en nuestro conocimiento del sistema establezca los siguientes parámetros para la prueba de botellas.

1. Aplicación del Químico
2. Temperatura (s)
3. Tiempo de sedimentación – Tiempo de retención (hoja de datos)
4. Agitación

#### **Paso III Muestra de emulsión.-**

Es necesario obtener una muestra representativa de la emulsión. Es mejor tomar una muestra libre de químico a la cabeza del sistema de tratamiento. Por supuesto, es usualmente imposible sin alterar el sistema, ya que el demulsificante es adicionado al inicio del sistema. Entonces, el puesto de muestreo varía desde la cabeza de pozo hasta los tratadores de manera de asegurarnos que no tiene químico y es una muestra representativa del sistema-. Otro punto en relación a la emulsión es el envejecimiento. Las emulsiones más afectadas por el envejecimiento son extremadamente gaseosas. Usualmente cuando una emulsión tiene pocas horas (minutos) de envejecimiento y están frías, la facilidad de tratamiento y el tipo de demulsificante necesario cambia. Entonces, es recomendado que la emulsión sea usada para la prueba tan pronto sea posible. Esto elimina el envejecimiento y su efecto negativo en la selección del químico. Una emulsión con alto corte de agua también exhibe similar problema de envejecimiento. Crudo de baja gravedad tienden a exhibir envejecimiento.

Como discutimos en la teoría de las emulsiones, cuando una emulsión envejece el agente emulsificante continuamente migra a las gotas dispersas y rodea estas gotas de agua con un film cada vez más fuerte. Entonces la emulsión cambia. Esto es una realidad de los crudos de baja gravedad. Emulsiones con alto corte de agua son razonablemente inestables y cuando las gotas grandes caen esto altera el número de posibles colisiones entre las gotas de agua. Entonces, cuando ellas sedimentan la velocidad de las futuras coalescencias de agua es más lenta. También, como las gotas grandes dejan la emulsión, más agente emulsificante es disponible para rodear a otros glóbulos de los pozos. Emulsiones de corte de gas pierden gas y productos livianos durante la sedimentación y cuando estos dejan la emulsión ellos agitan y dispersan las gotas de agua. Cuando el gas deja el aceite altera la solubilidad.

1. La muestra de emulsión debería ser cogida en un recipiente limpio que mantenga la emulsión en similar condición que cuando fue obtenida. Por ejemplo, si la emulsión está caliente y esto produce baja presión, nosotros deberíamos atemperarla para mantener en similar estado hasta nosotros efectuar la prueba. En la mayoría de los casos un recipiente de 5 galones de plástico (carbón) es usado.

La toma de la emulsión debe satisfacer otros requisitos.

1. Debe ser consistentemente disponible
2. Debe ser estable
3. Debe ser fácil reproducir la muestra después de muestrearla
4. Consistente con la producción a ser tratada
5. Libre de contaminantes o químicos.

#### **Paso IV Procedimiento Estándar de la Prueba de Botellas.-**

El siguiente procedimiento representa la prueba normalmente desarrollada en un sistema que contienen varios pozos produciendo a una cabeza central. El químico es inyectado a la cabeza.

Equipos:

1. Recipiente de muestreo con acoples, etc.
2. Dispositivo para vertimiento
3. Botellas de 6 onzas,
4. Muestras de demulsificantes a la concentración deseada. Preferible a la concentración del tambor.
5. Micropipetas de: 10, 25, 50 y 100 microlitro
6. Solvente
7. 15(12.5) ml tubos de centrífuga y un rack
8. Baño de agua
9. Centrífuga
10. Termómetro
11. Formas de prueba de botellas
12. 10 ml jeringa con ladrón y extensión
13. 30 ml jeringa y con extra extensión
14. Lápiz de grasa, marcador mágico, etiquetas o pintura
15. Cronómetro
16. Agitador mecánico (opcional)
17. Componente para filtro

A.- Setear el baño a la apropiada temperatura

B.- Decidir la concentración del químico a emplearse como también el de la competencia usar el solvente adecuado. La concentración preferida es la del tambor, hay lugares donde concentraciones

del 1% o el 10 % son aceptables. Escoger la concentración por comparación de todos los productos del paso V.

C.- Ubique las botellas de 6 onzas. Ponga 100 ml de la muestra de emulsión en cada botella. Esto es usualmente ayudado por el uso de un equipo de vertimiento. En los crudos de baja gravedad la espuma crea muchos problemas. Agitando levemente las botellas se rompe la espuma, rellene las botellas cuantas veces se requiera y caliente las botellas para ver la uniformidad de llenado

D.- Agite todas las botellas para completar el humedecimiento de la superficie interna de la botella

E.- Ponga las botellas en un baño de agua a la temperatura a la que el químico será inyectado en el sistema.

F.- Cuando las botellas se han calentado a la temperatura de inyección ubique la dosis de demulsificante necesaria en cada botella.

G.- Selle las botellas y cuando estén a la apropiada temperatura, usualmente 10 °F bajo la temperatura del recipiente, agite las botellas reproduciendo el sistema. Normalmente 100 agitaciones donde la botella viaja aproximadamente un pie es buen inicio. Agitación mecánica podría ser más consistente y puede ser usada. Alrededor de 2 minutos es equivalente a 100 agitaciones manuales. En algunos sistemas más o menos agitación podría ser necesario. Compare con el sistema y ajuste la agitación para que se aproxime a la del sistema.

H.- Permita a las botellas reposar con mínima agitación por un período equivalente al tiempo de retención del primer recipiente de sedimentación.

I.- Durante el tiempo de reposo anterior, registre el rompimiento de agua a varios intervalos y anote esto en el formato establecido. También anote la interfase, tope de agua, brillo del aceite y claridad del agua.

J.- Al final de este período, una muestra puede ser tomada para comparar.

K.- La emulsión es cargada al tratador térmico. Las botellas deben ser nuevamente agitadas manual o mecánicamente simulando la agitación del sistema. Normalmente 10 roles simulan el lavado con agua en el tratador. En algunos casos las botellas podrían necesitar ponerlas en un baño de agua a alta o baja temperatura. Esta podría ser la temperatura del tratador o alrededor de 10 grados más fría. Estos 10 grados menos son usados porque la medida en el recipiente se lo hace en el agua. El crudo y la emulsión están usualmente 10 – 20 grados más fríos que el agua.

L.- Permitir a las botellas de prueba reposar por el tiempo de retención o un poco más que el tiempo de retención del recipiente. Registrar el rompimiento de agua y notar la interfase, claridad de agua y brillantez del aceite,

M.- En cada botella seleccionada corre pruebas en muestras de:

1. El tope (importante en crudos de baja gravedad) 2. Cerca de la interfase (usualmente 20 ml sobre el nivel de agua) 3. A 80-85 ml de nivel para chequear que el tratador podría estar inundándose y o el tope de aceite 4. Remover toda el agua libre, agitar, y verter en un tubo de centrífuga. Esto permite conocer el total BS&W dejado en el crudo. Además es importante para chequear el demulsificante que podría dar lodo o colchón en la interfase

Es recomendado que al menos dos de las pruebas antes indicadas sean efectuadas durante la prueba.

### **Paso V Ratio Test.-**

A. Determinar la concentración del demulsificante que se está usando en el sistema basado sobre el aceite y entonces calcule la concentración de la emulsión

B. Establezca concentraciones bajo cerca y sobre este valor para una serie de seis a veinte botellas. Por ej. Si asumimos que una concentración de 150 ppm se está utilizando sobre el aceite. Si la emulsión es 40% agua entonces nosotros estamos solamente tratando el 60% de aceite en la botella o alrededor de 90 ppm. Entonces nosotros debemos correr las siguientes concentraciones en el ratio bottle test: 75, 90, 120, 150, 180, 250 y 500 ppm's.

C. Correr la prueba de botellas estándar (Paso IV)

D. Anotar la velocidad de rotura de agua, interfase, claridad de agua, y apariencia del aceite de tope en el formato pre – impreso

E. De ser necesario efectuar pruebas en cada botella

F. Basado en los datos obtenidos en D & E seleccionar la menor concentración de químico que permite alcanzar las especificaciones de transporte en un tiempo razonable comparado con el tiempo de retención del sistema. Esta concentración debe ser usada en nuestras futuras pruebas de todos los demulsificantes comparados con el producto de la competencia.

Si las especificaciones de transporte no son alcanzadas entonces una modificación a la prueba estándar podría ser necesaria para simular más estrechamente el sistema y los resultados deseados del tratamiento.

## **Paso VI Evaluación de los Demulsificantes**

Utilizando la concentración de químico del ratio test y la prueba de botellas standard, nosotros podemos evaluar los demulsificantes. Tratemos de obtener la lista de crudos en los que estos trabajaron y determinemos el más adecuado para cada aplicación. Llenemos la hoja de datos que en caso de no encontrar un producto adecuado la información que tiene este formato es de muy buena ayuda para los técnicos especialistas, quienes tratarán de encontrar respuesta a nuestras necesidades.

## **Paso VII.-**

En los pasos anteriores algunos términos fueron mencionados y no explicados.

a. Water Drop or Break (rompimiento de agua). - Este describe cuán rápido el demulsificante coalesce gotas de agua y separa estas del aceite. En la mayoría de sistemas debido a los cortos tiempos de residencia un rompimiento rápido es requerido. Normalmente un rompimiento del 80-90 % del total de agua debe ser efectuado en la primera mitad o en las dos terceras partes del tiempo de retención. Por ejemplo, en una emulsión conteniendo 20% de agua el sistema tiene una hora de retención nosotros debemos ver 16 a 18 ml de agua en los primeros 30 o cuarenta minutos. El rompimiento de agua entonces continúa hasta alcanzar la especificación (el tope del aceite). El agua debe ser clara con muy poco aceite entrampado. El fenómeno cuando un demulsificante quiebra del 80% al 90% de agua en un corto tiempo pero su trabajo para en este punto es llamado “wash out”. Básicamente el demulsificante coalesce el agua rápidamente y el agua cayó el demulsificante fue lavado. Entonces no existe más demulsificante para futura demulsificación.

b. Interfase.-

La interfase es la línea donde el agua y aceite se encuentran. Esta línea debería ser favorablemente perdida hasta que toda el agua pase por ella. La interfase debería ser achatada. Una interfase membranosa puede significar problemas. Esto es una indicación que la emulsión no ha sido totalmente resuelta, parafinas están sosteniendo agua o sólidos están sosteniendo agua en el aceite y pueden permitir su arrastre desde los recipientes a los tanques de almacenamiento.

c. BS&W.-

Es la abreviación de sedimentos de fondo y agua. Este es el término en el que expresamos los resultados de la centrifugación. El líquido claro sobre el fondo del tubo es agua y B.S. o emulsión usualmente aparece como rojizo entre el aceite y el agua. Una muestra que tiene mucho demulsificante usualmente indica un BS gris (Sobretratamiento)

d. Top Oil Brightness.-

Cuando un individuo desarrolla su arte en demulsificantes, su ojo está habilitado e identifica las trazas de agua o emulsión en el tope del aceite. El tope de aceite es los 10-20 ml del tope de aceite en la botella y su BS&W es el que interesa.



e. Lodos.-

Algunos demulsificantes son llamados “lodosos”. Estos tienden a dar la apariencia de un aceite brillante y un razonable rompimiento de agua, sin embargo en la interfase se observa una capa negra. Esta masa representa emulsión no resuelta la que a gelatinizado por el demulsificante. Llegando a ser unas superficies pesadas en la interfase.

## 2.10. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

### 2.10.1. Capacidad de tanques

De acuerdo con los Parámetros observados en Producción en la Batería Peña Negra

**Tabla 2.4. Características de las facilidades de producción**

Tanque	Uso	Cap. Nom (Bbls)	Cap.Ope (Bbls)	Entrada (%BSW/PTB)	Salida (%BSW/PTB)
4001	Wash Tank	7690	6992	10.26/X	0.1/ 8.24
7	Prod Mar	18497	7590		
3	Prod Tierra	565	503		
513	Prod Tierra	482	467		
1003	Storage Tank	1000	950		
SN	Skim Tank	744	700		
8	Prod Mar (WT)	20567	18648		
9	Prod Mar	21871	18775		

**Fuente:** Batería PN1-Peña Negra – Savia S.A

### 2.10.2. Productos químicos usados

El sistema de agua y crudo se dispone los siguientes paquetes de inyección de química con las siguientes características:

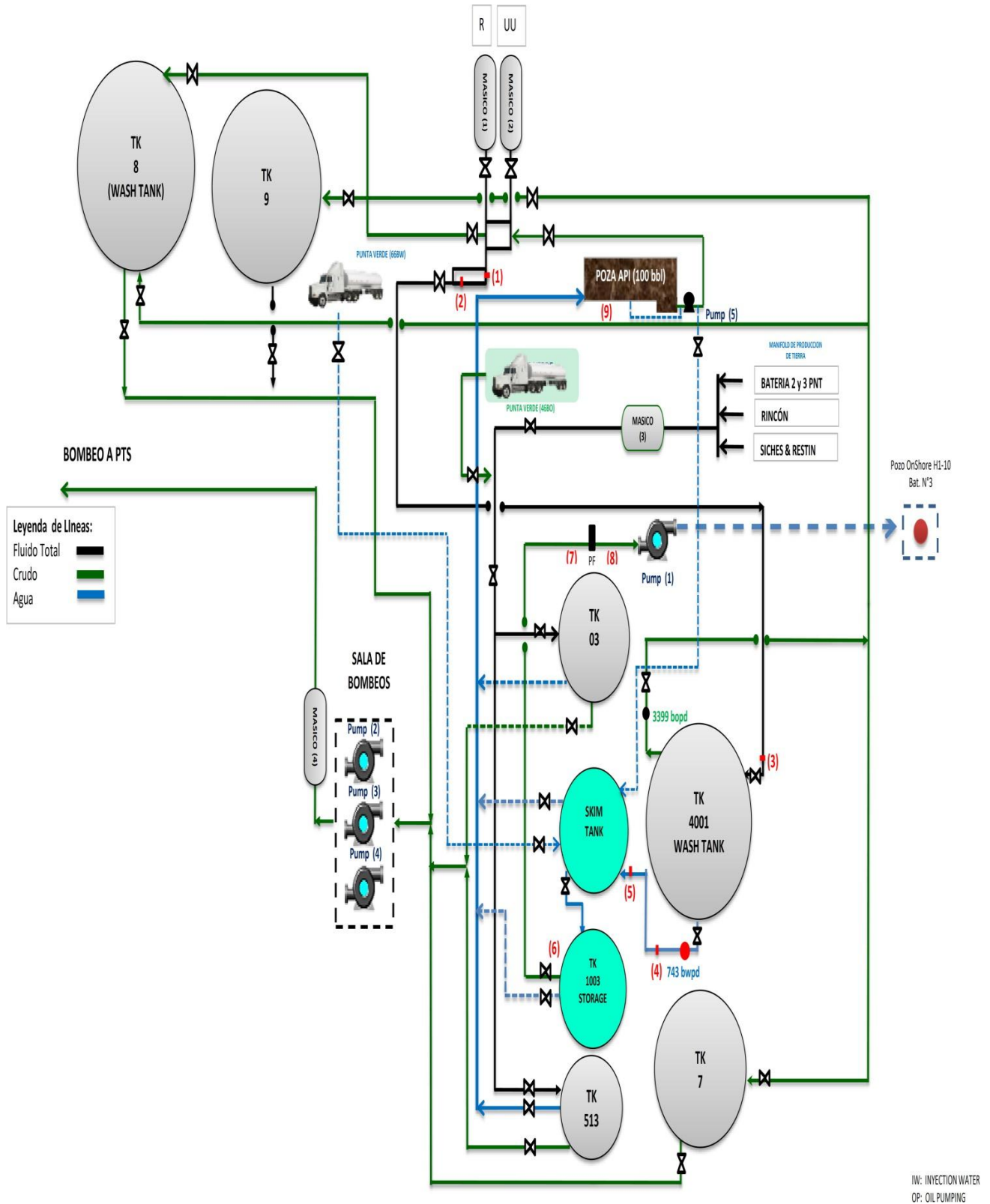
**Tabla 2.5. Productos Usados**

Pto.Inyec	Nombre	Uso	Dosificación (gpd)	Tipo de Inyección
1	PAO -11	Inh. De Parafina	0.5	Continua
2	DMO-101	Rompedor Directo	16	Continua
3	KLARAIID PC 2710	Rompedor Inverso	1.0	Continua
4	KLARAIID PC 2700L	Clarificador	3	Continua
5	OS-5200	Secuestrante de Oxígeno	0.5	Continua
6	XC-402	Biocida	3gln/3d	Batch
7	WAW 3003	Sufractante	1-2	Batch
8	Arquest 6113	Inh. de Corrosion	0.25gln/3d	Batch
9	XC-105	Biocida	3gln/3d	Batch

**Fuente:** Batería PN1-Peña Negra – Savia S.A

## 2.11. ESTACIÓN DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE CRUDO

Figura 2.14. Esquema de recolección de Batería #1



Fuente: Batería PN1-Peña Negra – Savia S.A

## 2.12. DATOS ESPECÍFICOS CRUDO PEÑA NEGRA

**TABLA 2.6. DATOS DE LABORATORIO DE LOS CRUDOS DE ACUERDO A SU GRAVEDAD API, BS&W, PH, % PARAFINAS.**

1	Well	Zone	Formation	Date Sampled	Date Analysis	Total BS&W	%Paraffin	API @ 60 ° F	Chlorides (mg/lit.)	pH
2	PN2-4	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	37779	37781	2,6		41,5	11000	
3	PN2-17	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	37785	37789	1,8		44,3	14500	
4	PN2-17	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	37810	37811			44,1	12636	
5	OO-13	PEÑA NEGRA	Peña Negra	38139	38140	0		47		
6	PN12-1X	PEÑA NEGRA	Ostrea/ Peña Negra	38155	38157	1		38,6		
7	PN12-6	PEÑA NEGRA	Helico	38243	38250	23,6		41,1	14000	
8	PN11-19	PEÑA NEGRA	Helico	38256	38257			40,1	21500	
9	PN11-19	PEÑA NEGRA	Helico	38256	38265			40,1	21500	
10	PN11-19	PEÑA NEGRA	Helico	38266	38265			41	8000	
11	NN-6	PEÑA NEGRA	Peña Negra	38369	38372	0,2		37,9		
12	NN-17	PEÑA NEGRA	Peña Negra	38397	38404			41,6		
13	NN-17	PEÑA NEGRA	Peña Negra	38397	38404			40,5		
14	NN - 17	PEÑA NEGRA	Echino	38430	38433			40,5		
15	UU - 6	PEÑA NEGRA	Peña Negra	38685	38686	0,25		37,8		
16	UU - 11	PEÑA NEGRA	Echino	38704	38706	23,8		37,5		
17	PN4 - 21	PEÑA NEGRA	Cretaceo	38872	38873	0,95		33,9	18 500	
18	PN4 - 21	PEÑA NEGRA	Cretaceo	38874	38876	30,9		33,9	9 000	
19	PN4 - 21	PEÑA NEGRA	Cretaceo	38875	38876	47,7		33,9	9 000	
20	KK - 21	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	39001	39002	16,7		38,9	15 000	
21	KK - 21	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	39003	39007	11,8		36,2	15 500	
22	DD-3	PEÑA NEGRA	Terebratula	39097	39104	25		34,8	22 000	
23	DD-3	PEÑA NEGRA	Terebratula	39104	39105	1,45		34,8	26 000	
24	DD-10	PEÑA NEGRA	Echino	39104	39105	1,95		35,4	20 000	
25	DD-10	PEÑA NEGRA	Echino	39104	39105	0,35		37,4	19 500	
26	NN- 3	PEÑA NEGRA	Echino	39161	39162	0		41,5		
27	NN-3	PEÑA NEGRA	Peña Negra	39185	39185	0,25		37,8	25 000	
28	PN5-17	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	39266	39268	tr		37,7		
29	PN4 - 18	PEÑA NEGRA	Echino	39467	39468	0,07		36,5	9 000	
30	PN4 - 10	PEÑA NEGRA	Helico	39725	39730	12,2		34,7	11 500	
31	BB-6	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	40019	40025	0,05	0	47,6		
32	PN14-1X	PEÑA NEGRA	Basal Salina	40168	40168	0,05	0	34,15		
33	PN14-1X	PEÑA NEGRA	Basal Salina	40168	40169	0,25	0	34,5		
34	PN14-1X	PEÑA NEGRA	Basal Salina	40172	40173	0,2	0,05	33,8		
35	PN7-1	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	40179	40186	46,97	0	44,3	17000	6,75
36	PN14-2D	PEÑA NEGRA	Echino	40221	40224	21,35	TR	36,6	22000	5,98
37	PN14-2D	PEÑA NEGRA	Echino	40234	40238	1,7	0,1	36,9	34500	
38	PN14-3D	PEÑA NEGRA	Echino	40251	40252	0,3	0,15	42,8		
39	PN14-3D	PEÑA NEGRA	Echino	40254	40256	0,35	0	40,1	21500	5,99
40	PN14-1X	PEÑA NEGRA	Basal Salina	40266	40267	46,5	0	34,3	90000	
41	PN14-3D	PEÑA NEGRA	Echino	40266	40267	1,8	0,4	37,8	56000	
42	PN14-2D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	40273	40274	5,9	0,5	38,8	195000	
43	PN3-3	PEÑA NEGRA	Ostrea	40428	40433	0,25	0	37,6		
44	PN3-3	PEÑA NEGRA	Ostrea	40433	40434	0,35	0	37,4		
45	PN14-5D	PEÑA NEGRA	Basal Salina	40521	40522	95	Tr	34,7	10000	7,37
46	PN4-1X	PEÑA NEGRA	Helico	40528	40529	4	0	36,9	9500	
47	PN14-3D	PEÑA NEGRA	Terebratula	40548	40549	13,47	0	37,7	19500	5,03
48	PN14-2D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	40569	40569	14	0,7	31,7		
49	PN14-3D	PEÑA NEGRA	Terebratula	40569	40570	2,8	0	35,6	16000	
50	PN11-13	PEÑA NEGRA	Wedge sand	40609	40610	14	1	33,6	12000	7,12
51	PN11-13	PEÑA NEGRA	Wedge sand	40609	40610	14	1	33,6	12000	7,12
52	NN-17	PEÑA NEGRA	Ostrea	40709	40711	66,45	0	36	20500	6,54
53	NN-3	PEÑA NEGRA	Echino	40724	40724	0,05	0	34,9		
54	PN2-4	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	40744	40746	8,14	0	42,5	15000	7,03
55	PN2-21	PEÑA NEGRA	Ostrea	40744	40746	18,75	0	37,8	15000	7,1
56	PN8-24	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41045	41046	0,15	0	35,4	14000	
57	PN7-7	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41045	41046	TR	0	44,2		
58	PN7-7	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41046	41047	0,1	0	44,2	125000	
59	A2-5	PEÑA NEGRA	Echino	41128	41136	TR	0,15	39,4		
60	ZZ-3	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41200	41201	TR	0	30,6		
61	ZZ-11	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41200	41201	TR	0	32,8		
62	KK-21	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41200	41201	22,28	0	34,8	13000	7
63	KK-26	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41200	41201	2,65	0	40,1	12000	7
64	PN8-8	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41206	41207	4,2	0	36,4	29000	
65	PN8-24	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41206	41207	1,25	0,05	36,2	40000	
66	PN7-9	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41206	41207	1,25	0	45,7	75000	
67	BB-18	PEÑA NEGRA	Ostrea	41263	41264	18	7,5	36,8	14300	6,89

68	BB-18	PEÑA NEGRA	Ostrea	40919	41287	3,169	0,2	38,3	14200	8,66
69	BB-18	PEÑA NEGRA	Ostrea	41285	41287	3,17	0,2	38,3	14200	
70	R-1	PEÑA NEGRA	Peña Negra	41290	41297	0,2	0	34,7		
71	R-1	PEÑA NEGRA	Peña Negra	41290	41297	0,2	0	34,7		
72	R-1	PEÑA NEGRA	Peña Negra	41324	41325	3,57	0	32	15000	7,8
73	R-1	PEÑA NEGRA	Peña Negra	41324	41325	3,575	0	32	15000	7,8
74	PN9-16	PEÑA NEGRA	Mogollón	41349	41352	0,5	0	37	16000	7,5
75	PN8-24	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41352	41355	0,5	0	34,9	17000	6,5
76	BB-6	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41357	41358	0	0	47,3		
77	R-2	PEÑA NEGRA	Mogollón	41387	41388	TR	0,25	37,8		
78	PN4-3	PEÑA NEGRA	Helico	41408	41411	2,8	TR	36,5	13000	7,03
79	PN7-1	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41414	41415	62,1	0,05	36,3	16500	6,95
80	PN8-23	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41414	41415	TR	TR	33,6		
81	PN7-1	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41489	41491	62,74	TR	39,3	46500	4,05
82	PN7-1	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41541	41542	3,23	TR	39,3	28500	5,58
83	PN2-28X	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41688	41689	74,6	0	41,8	15000	
84	PN2-4	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41688	41689	4	0	41,6	15000	
85	PN2-20	PEÑA NEGRA	Ostrea	41710	41711	0,05	0,125	37,4		
86	PN2-28X	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41721	41723	76,58	TR	41,8	16000	7,22
87	PN3-20D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41810	41813	0,7	TR	37,5	13500	
88	PN9-14D	PEÑA NEGRA	Ostrea	41817	41827	4,47		38,5	17000	7,58
89	PN3-20D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41833	41836	4,5	TR	37,9		3,83
90	PN8-8	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41833	41836	0,5	TR	34,6		
91	PN8-23	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41833	41836	TR	0	35		
92	PN3-20D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41842	41842	5,03	TR	37,2	21200	5,15
93	PN3-20D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41851	41851	4,5	TR	37,3	22200	5,83
94	PN3-20D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41859	41862	1,5	TR	38	19500	6,3
95	PN3-25D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41873	41875	7,96	0	40,1	3200	7,3
96	PN3-25D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41874	41875	2,25	0	40	3500	7,67
97	PN3-25D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41876	41876	0,6	TR	38,3		
98	PN3-25D	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41879	41879	5,26	TR	39,8	50000	3,45
99	PN8-8	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41888	41890	1,2	TR	34,9	22000	
100	PN8-23	PEÑA NEGRA	Cabo Blanco	41888	41890	TR	0	34,4		
101	PN2-20	PEÑA NEGRA	Ostrea	41951	41951	0,1	0,5	37,9		
102	KK	PEÑA NEGRA	Ostrea	41951	41951	28,9	TR	37,9	12800	7,54

**Fuente:** Peña Negra – Savia S.A

## **CAPITULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN**

En este presente capítulo se empleó el tipo de investigación descriptiva por ser el más semejante al problema planteado, el cual según Tamayo.

“Comprende la descripción, registro y análisis e interpretación de la naturaleza actual, y la composición o naturaleza de los fenómenos.”

Asimismo, la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento.

La aplicación de este tipo de investigación, permitió describir las fases para la selección de rompedor directo de emulsión y registrar los resultados con la finalidad de poder analizar e interpretar la separación de crudo y agua, en la batería #1 – Peña negra.

#### **3.2. CONDICIONES DEL PROCESO**

Para la prueba con el nuevo producto, después del producto seleccionado, se inició la prueba de aplicación en la Batería #1, por 10 días como máximo de acuerdo a los resultados y/o coordinación con el cliente se ampliara la evaluación o se reducirá, siendo los resultados se continuara con la aplicación en otra batería

Cabe mencionar que el proceso actual de deshidratación algunas veces agrega rompedor total (PAO 101) producto de Backer Hughes.

#### **3.3. INSTRUMENTOS Y PROCEDIMIENTOS DEL PROCESO**

##### **3.3.1. Procedimiento para el muestreo de campo**

Tener una línea base en el sistema actual.

1. Cortar la inyección y retirar el rompedor directo que actualmente se usa
2. Efectuar la recarga del producto químico
3. Iniciar la dosis 1 GPD de Rompedor inversa durante las primeras 24 horas, de igual forma iniciar una dosis de 3GPD del Producto químico con la finalidad de compensar el menor consumo del ruptor total que se tenga durante la limpieza y habilitación del tanque dosificador (si el caso fuera). Luego de reducir gradualmente la dosificación hasta alcanzar la dosis 2GPD
4. Registrar los parámetros de control y condiciones operativas, de acuerdo a plan de monitoreo detallado
5. Facilidades para el acceso a las condiciones operativas de la batería durante la corrida de la prueba
6. Mantener el programa de tratamiento durante 5 días como máximo, a fin de recopilar información suficiente de tal forma nos garanticen un adecuado desempeño del producto para la continuidad del tratamiento.
7. De acuerdo con los resultados se va optimizando la dosificación



### 3.4. DETERMINAR EL PUNTO DE MUESTRA

Se efectuaron visitas a la Batería #1 Peña Negra.

Para cada uno de los objetivos a evaluar, se seleccionó un punto de muestra.

En el caso de la determinación de la dosis óptima del rompedor de emulsión, el punto de muestra será a la entrada y salida del Wash tank. Para la tomas de muestras se utilizó envases de 1 galón, y envases de vidrio de 1000 ml, dependiendo del análisis a efectuar.

#### 3.4.1 Toma de muestra en el campo

##### 1. Objetivo

Colectar una muestra representativa de agua de los sistemas posterior análisis físicos- químicos

##### 2. Recursos necesarios:

<input checked="" type="checkbox"/> EPPs necesarios	<input checked="" type="checkbox"/> Punto para muestreo
<input checked="" type="checkbox"/> Recipiente (frasco para coleta)	<input checked="" type="checkbox"/> Caja para transporte de las muestras

##### 3. Actividades Principales

- 3.1. Verificar si la ubicación del retiro de la muestra es la correcta;
- 3.2. Drenar la línea del punto de coleta por lo menos 3 minutos, evitando caudales elevados;
- 3.3. Identificar correctamente el recipiente de la coleta, anotando punto de muestreo, fecha, cliente, vendedor;
- 3.4. En el caso de coletas de aguas calientes, utilizar una herramienta apropiada para manejar el frasco, caso el sistema no disponga de apoyo;
- 3.5. Lavar el recipiente 3 a 4 veces, con la muestra a ser colectada;
- 3.6. Completar el recipiente con la muestra de agua;
- 3.7. Cerrar el recipiente evitando pérdidas durante el transporte y manipuleo de la muestra;
- 3.8. Cerrar el punto de muestreo;
- 3.9. En caso de obstrucción del punto de muestreo, solicitar desobstrucción de mismo al supervisor del área.

#### 3.4.2. Verificación de resultados Analíticos

##### 1. objetivo

Evaluar los resultados analíticos, verificando si los parámetros de control están dentro de los límites especificados, para posterior ajuste/corrección en caso de distorsiones.

##### 2. recursos necesarios

<input checked="" type="checkbox"/> Resultado analítico;	<input checked="" type="checkbox"/> Datos Operacionales.
--	--

### 3. Actividades Principales

- 3.1. Observar los resultados analíticos, comparando los datos obtenidos con los límites especificados en los datos operacionales
- 3.2. Si los resultados estuvieren dentro de los límites especificados, no será necesario proceder ninguna intervención en los sistemas (observar tendencias para anticipar acciones correctivas);
- 3.3. Si los parámetros se presentaren fuera de los patrones especificados, proceder correcciones de acuerdo con las instrucciones existentes.
- 3.4. Si los resultados analíticos se presentaren 50% arriba o debajo de los límites especificados sin causa aparente (parada, partida, contaminación previamente identificada) coleccionar nueva muestra para confirmar el resultado antes de tomar cualquier acción.
- 3.5. Registrar, si necesario todos los procedimientos correctivos efectuados en los sistemas

### **3.5 ESTUDIAR LAS PROPIEDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE DESMULSIFICANTES PARA LA UTILIZACIÓN DE ESTOS EN LAS OPERACIONES**

La producción de los hidrocarburos con frecuencia va acompañada de agua, siendo este uno de los principales problemas que amerita ser minimizado, para poder obtener una producción petrolera con fines de comercialización, el cual es el objetivo principal de la Industria del estado.

La aplicación de productos químicos deshidratantes y los métodos de deshidratación mecánicos, en sumatoria la desestabilización de la emulsión se logra mediante el uso de productos demulsificantes que son agentes de actividad superficial o surfactante, los cuales reducen la tensión entre el crudo y el agua.

Primeramente se recolecta información referente a las propiedades del crudo que se recibe, establecer una comparación con las propiedades de los demulsificantes y seleccionar los que se utilizarían en las pruebas de botella.

### **3.6. SISTEMA DEL LABORATORIO**

Para la selección del producto químico con mejor propiedad demulsificante se contó con el apoyo de dos empresas SUEZ TECHNOLOGIES y SCHLUMBERGER PERU S.A, las cuales propusieron diferentes aditivos químicos para el tratamiento deshidratación al crudo. Para la muestra adecuada de estos productos se basaron en pruebas de campo, experiencias, equipos técnicos de laboratorio donde se realizan pruebas, debido a la caracterización del crudo °API, %BS&W, parafinas, asfaltenos, moléculas estructurales y ubicación del pozo geográficamente.

Además de tomar en cuenta las propiedades petrofísicas del crudo entre ellas temperatura, gravedad API, viscosidad.

#### **3.6.1. El demulsificante A**

La base demulsificantes, estado físico de color Marrón, es un complejo de desalación de ayuda orgánica soluble en aceite para la disolución de las emulsiones.

El tipo de tratamiento varía desde menos de 3 ppm a 24 ppm dependiendo del sistema, los tipos de crudo y otras variables de proceso.

- Es muy eficaz en la desalación de los crudo muy pesados.
- No contiene metales o halógenos en su formulación.
- Presenta buenas características de manejo por encima de 25°C
- Ph entre 6.0-9.0 DOW 101495 (16% agua / metanol ,1:10)

#### Beneficios

- Maximiza la eliminación de la sal a un costo mínimo.
- Mantiene un contenido mínimo de %BS&W en el crudo desalado.
- Controla las emulsiones interfaciales.
- Provee de agua y aceite del efluente libre.
- Ayuda en desaceitado y agua de humectación de los contaminantes sólidos filtrables para una transferencia más completa y la eliminación de la fase de agua. •
- Disminuye el ensuciamiento en el precalentamiento y la eliminación de la fase de agua.
- Protege el medio ambiente.
- Tiene un mínimo de almacenamiento y requisitos de bombeo.

### 3.6.2. El demulsificante químico B

Es un demulsificante orgánico compuesto de varios químicos de superficie activa, tiene un rápido efecto coalescente del agua y de partículas húmedas para disolver emulsiones de aceite en agua, agua en hidrocarburos libres de sólidos relativamente.

Este químico demulsificante es eficaz en diversas aplicaciones, sin embargo para cada caso se considera individualmente la dosis óptima, tomando en consideración variables como temperatura, grado de mezcla de puntos de inyección, tiempo de secado y la composición de la emulsión debe ser considerada cuidadosamente.

#### Características

- Excelentes características de manejo a bajas temperaturas.
- Muy eficaz en la amplia gama de tipos de crudo.

#### Beneficios

- Tiene un mínimo de requisitos de almacenamiento y bombeo.
- Funciona bien en la mayoría de las localidades.
- Acelera la resolución de la emulsión.
- Proporciona un crudo más deshidratado con menor cantidad de sal.
- Mejora el ahorro de energía.
- Elimina la acumulación de interfaz.
- Disminuye el ensuciamiento de precalentamiento de crudo y las operaciones posteriores de refinería.

### 3.7. PRUEBAS DE BOTELLA PARA SELECCIONAR LOS DESMULSIFICANTES

Para llevar a cabo este objetivo se realizaron pruebas de botella, las cuales permitieron seleccionar el desmulsificantes más efectivo en la deshidratación del crudo del Lote Z-2B.

La prueba de botella es uno de los procedimientos estandarizados para la determinación de los porcentajes óptimos de demulsificante, a ser aplicados tanto en el campo, como en laboratorio. Para el éxito de esta prueba se requiere seleccionar una muestra representativa de la corriente de producción de la emulsión, la cual debe reunir las siguientes características:

- a. Ser representativa de la emulsión a ser tratada.
- b. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema.
- c. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión
- d. Simular las mismas condiciones de agitación y calentamiento tanto como sea posible.

La dosificación a ser aplicada, debe ser en una forma continua, y sus rangos varían desde 10 a 1000 ppm, teniendo siempre en cuenta que en un buen deshidratante, los rangos suelen ir de 10 a 100 ppm, con la salvedad que crudos más pesados generalmente ameritan mayor cantidad de química deshidratante. Por otra parte, el exceso de dosificación de deshidratante incrementa los costos de tratamiento y podría tener como consecuencia la estabilización de la emulsión directa o producir emulsiones inversas O/W. La selección del demulsificante más idóneo es un arte, por la gran cantidad presente en el mercado.

Se realizaron pruebas para caracterizar el crudo a estudiar, para ello se inició determinando sus propiedades fisicoquímicas como el %BS&W, °API y densidad mediante los métodos ASTM (American Society Testing and Materials) los cuales se muestran a continuación en la tabla 3.1.

**Tabla 3.1. Métodos ASTM para determinar propiedades fisicoquímicas de los fluidos**

Propiedad	Método
% Agua y Sedimento	4007
Gravedad API	1298
Densidad	5002

**Fuente:** ASTM International

### **3.7.1. Determinación del porcentaje de Agua y Sedimentos (%AyS)**

Para determinar la cantidad de agua y sedimentos, se agitó la muestra en su envase original con el fin de homogeneizarla. Luego se agregaron 50 ml de tolueno saturado en agua, 50 ml de la muestra de crudo, 3 gotas de rompedor de emulsiones (know drow), en dos tubos centrífugos y se agitaron vigorosamente hasta homogenizar la mezcla. La muestra fue sumergida por 15 minutos, en un baño de circulación (Figura 3.1.) a 60 °C, y se agitó durante 10 segundos

**Figura 3.1. Baño de calentamiento para precalentar las muestras de crudo**



**Fuente:** Propia

Luego fue llevado a la centrífuga precalentada antes de sumergir las muestras (Figura 3.2.) a una velocidad de 1600 rpm por un tiempo de 10 minutos y se procedió a leer el volumen combinado de agua y sedimento en cada tubo.

**Figura 3.2. Muestras de crudo llevadas a la centrífuga. Método ASTM D 4007**



**Fuente:** Propia

Una vez centrifugadas las muestras, como lo dice la Norma ASTM 4007 se debe realizar dos corridas a las muestras, luego de estas dos lecturas consecutivas se realizó un promedio entre ellas, dando los resultados reflejados en la tabla 3.2.

**Tabla 3.2. Valores estimados de %AyS**

Propiedad	Centrifugación
Agua (%V)	0.20

**Fuente:** Propia

### 3.7.2. Determinación Gravedad API

En lo concerniente a la gravedad API de los crudos, previamente ajustada la temperatura de la muestra en su envase, se colocó el cilindro, limpio, seco y a temperatura ambiente, sobre un plano horizontal libre de corrientes de aire que varíen la temperatura de la muestra por más de 5 °F, se añadió muy lentamente la muestra en el cilindro, removiendo cualquier burbuja de aire en la superficie de cilindro con papel secante, para luego proceder a sumergir el hidrómetro en la muestra dejándolo descender suavemente (Figura 3.3.) , sin que toque las paredes del recipiente. Se mantuvo el vástago del hidrómetro seco para evitar lecturas erróneas; se procedió a leer la gravedad °API.

**Figura 3.3. Medición de la gravedad API. Método ASTM D 1298**



**Fuente:** Propia



Los resultados obtenidos para las muestras de crudo, se presentan en la tabla 3.3.

**Tabla 3.3. Clasificación de los crudos de acuerdo a su gravedad API**

Muestra	API	Clasificación
Batería 1	30	Ligero

**Fuente:** Batería PN1-Peña Negra – Savia S.A

## CAPITULO IV

### DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 4.1. ESTUDIAR LAS PROPIEDADES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE DEMULSIFICANTES PARA SU UTILIZACIÓN

Una vez seleccionados los productos químicos con propiedades demulsificantes para realizar las pruebas de botellas, se obtuvieron antes sus propiedades las cuales fueron corroboradas en el laboratorio y establecer la comparación con las propiedades del crudo.

En las tablas 4.1 se muestran las propiedades de los diversos demulsificantes.

**Tabla 4.1 Propiedades físicas de los demulsificante A y B**

Propiedades	Demulsificante A	Demulsificante B
Aspecto General	Liquido color marron	Liquido Transparente amarillo
Gravedad Especifica	0,910 – 0,950 g/cm	0.9 @20°C
Densidad	No reportado	>1 @ Air = 1
Índice de evaporación	Éter = 1 < 1,00	No existe ningún información disponible
Solubilidad	Cero	Insignificante
Punto de Destello	>38°C	11 °C /52°F

**Fuente:** schlumberger

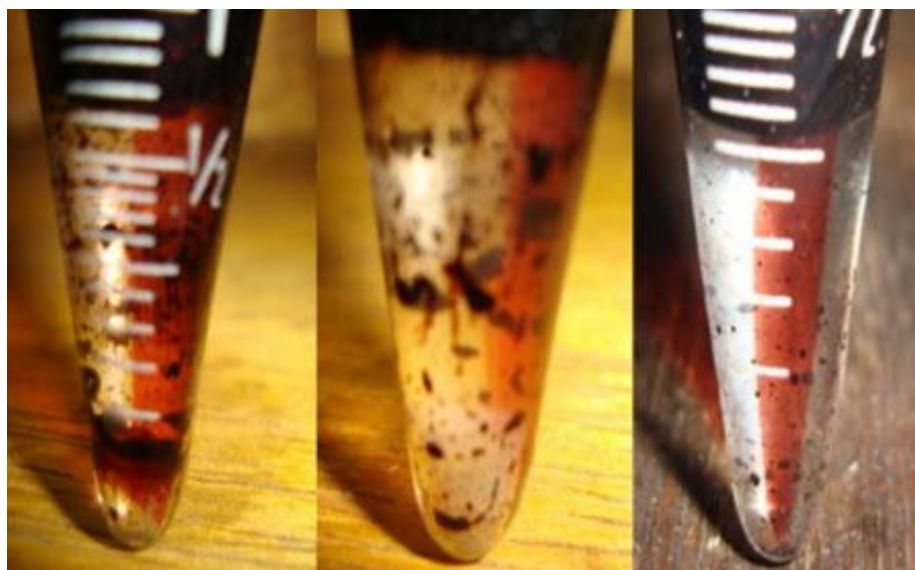
#### 4.2. EXPERIMENTAR LAS PRUEBAS DE LABORATORIO EL USO DE LOS DEMULSIFICANTES

Se emplearon dos demulsificantes de origen comercial, proporcionados por la empresa SUEZ TECHNOLOGIES Y SCHLUMBERGER.

Para todas las muestras se emplearon dosificaciones iguales en ppm: 20 ppm, 40 ppm, 60 ppm, 80 ppm, 100 ppm.

Los demulsificantes utilizados en la muestra correspondiente de la batería 1, describieron diferentes comportamientos en cuanto a la calidad del agua evaluada óptimamente, obteniéndose: agua clara, turbia o presencia de zonas dependiendo la concentración y el demulsificante empleado. A la temperatura el cual el crudo se encuentra en el campo fue muy poca la cantidad de agua coalescida, ya que corresponde a un crudo con alta viscosidad y densidad y gran capacidad de aceptación de volúmenes de agua, lo cual representa mayor dificultad para la deshidratación, aunado a todo esto, generalmente en el tratamiento de crudos pesados, se combina un método químico con uno mecánico, o combinación de varios métodos de separación (los más conocidos son los eléctricos, químicos, térmicos o mecánicos) ya que los crudos pesados presentan mayor cantidad de emulsionantes o emulgentes como lo son los asfáltenos, los surfactantes naturales, los sólidos y los ácidos orgánicos entre otros.

**Figura 4.1. Diferentes muestras del agua coalescida obtenidas en las Pruebas de botellas**



**Fuente:** Propia

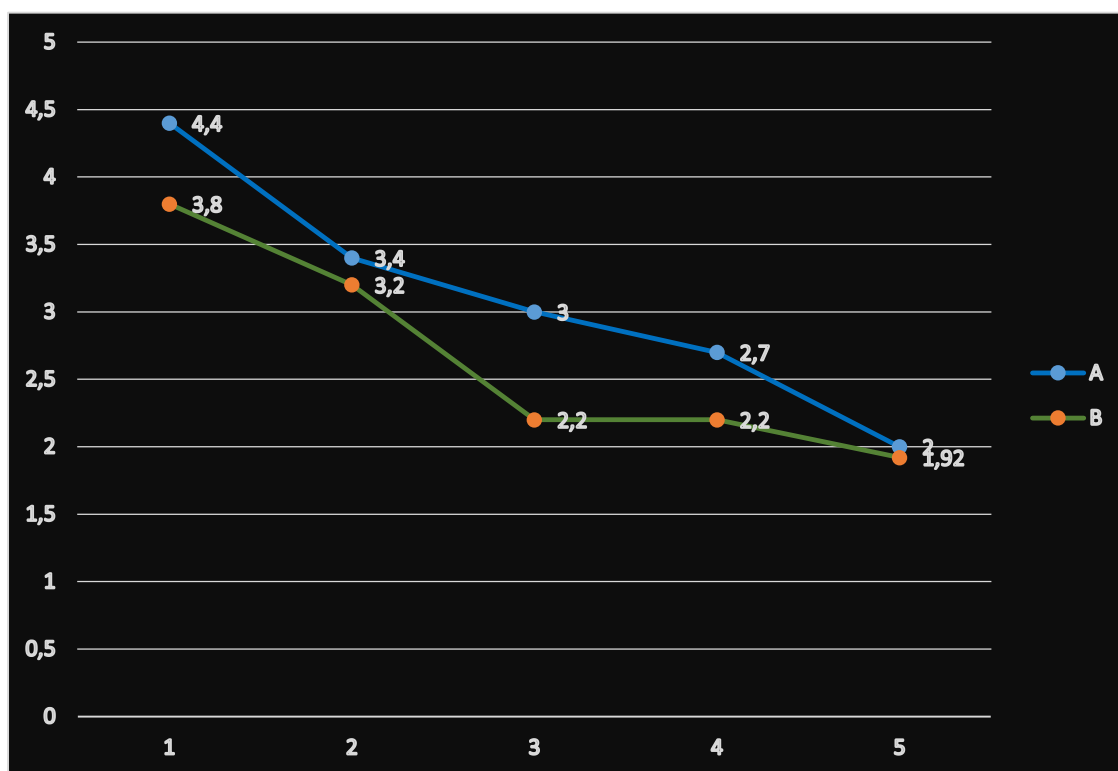
Debido a la complejidad y variabilidad del petróleo crudo, en este caso una muestra de crudos altamente viscoso y pesado, se hace una excepción en la dosificación permitiéndose dosificar con mayores ppm de demulsificantes para poder lograr un debilitamiento de la elasticidad de la interface y una disminución en la tensión dinámica de la película. Los factores que se tienen que vencer principalmente son la elasticidad interfacial, la tensión interfacial y la viscosidad interfacial.

La estabilidad de una emulsión está básicamente relacionada con el volumen de las fases separadas. Se realizaron las gráficas con el propósito de comprobar que a las concentraciones a las cuales la emulsión es más inestable, es la concentración óptima del sistema que produjo mayor cantidad de agua coalescida. Con el fin de cuantificar la estabilidad con valor numérico, se ha propuesto usar el tiempo requerido para que coalesca la mitad del volumen de fase interna.

- ✓ Iniciada la prueba de botella se evaluó primero la muestra de 20 ppm de ambos productos, se observó el demulsificante B es más efectivo en comparación con el demulsificante A, ya que se logró coalescer 1.92% de agua en menor tiempo, el demulsificante B logro 0.025 ml de agua pero en mayor tiempo .Es necesario hacer hincapié en que el demulsificante más eficiente, es aquél capaz de hacer coalescer mayor cantidad de agua, con la menor dosificación y en menor tiempo.

Se Observa que el Demulsificante B logro secar en menor tiempo en comparación con el producto A, y que demora más tiempo el producto en llegar a un menor corte de agua.

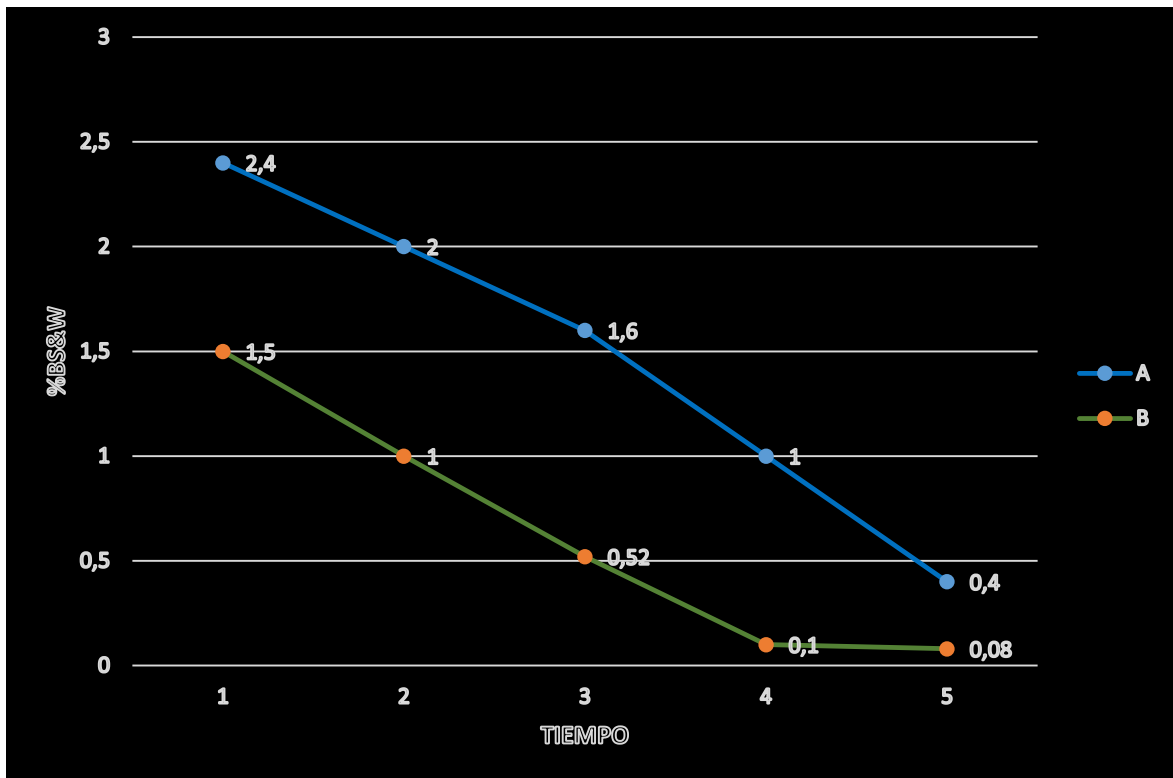
**Grafico 4.1. Comparación del desmulsificantes con 20 ppm en un tiempo de 5 horas**



**Fuente:** Propia

- Para la emulsión presente en el crudo de la Batería 1 es necesario recalcar que coalescer el 100 % de agua posiblemente es un poco difícil debido a que es un crudo de alta viscosidad lo cual dificulta la reducción en la estabilidad de la interface creando películas poco delgadas. A una dosis de 40 ppm se obtuvo el mejor corte de agua con el demulsificante B con 0,08 ml de agua finalizada la prueba, el cual el agua coalescida se observaba muy limpia el crudo se desprendido completamente de la misma, el demulsificante A formo interfase, a mayor concentración del producto, hay mayor efectividad en el producto B, a mayor concentración.

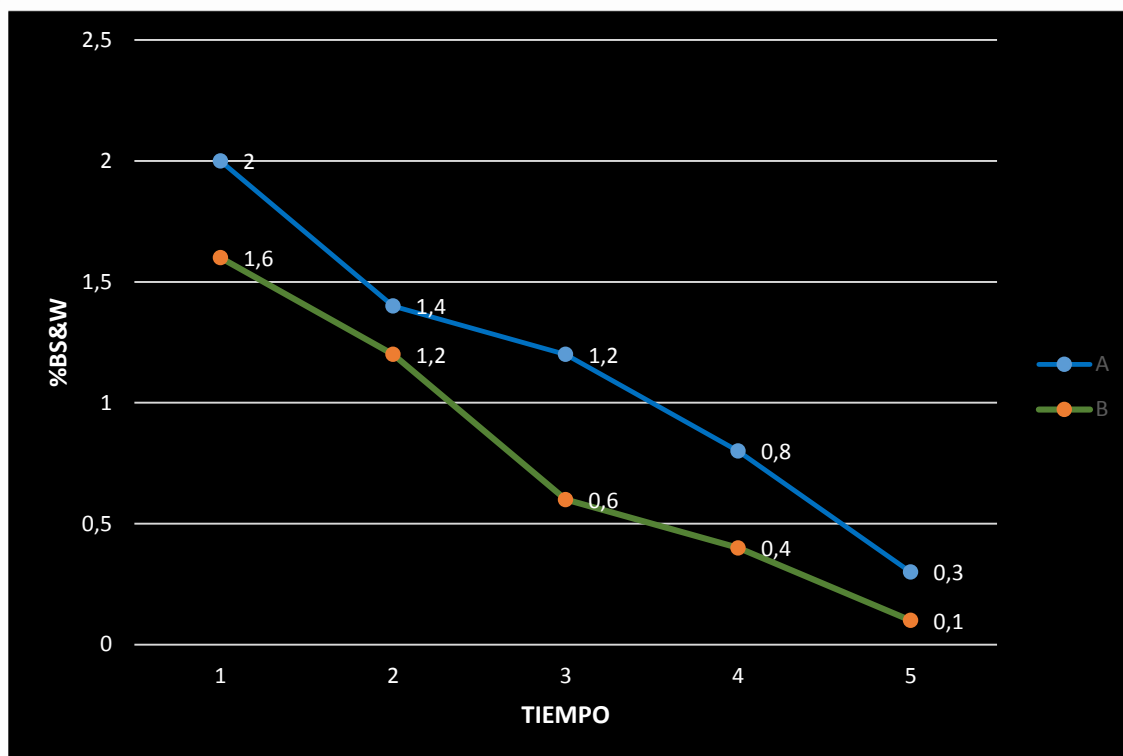
**Grafico 4.2. Comparación del desmulsificantes con 40 ppm en un tiempo de 5 horas**



**Fuente:** Propia

- A **60 ppm** se hace notar las grandes concentraciones de demulsificantes ya que ha mayor concentración puede ocasionar un emulsión como también formación de burbujas en los equipos al inyectar la química , al hacer las debidas pruebas de laboratorio el demulsificante A , es capaz de coalescer mayor cantidad de agua emulsionada , lo cual es indicativo de crudo ligero . Se obtuvo un corte de 23.7% , donde el demulsificante B muestra mayor corte con 0.10 BS&W de la cantidad de agua presente en el crudo cumplidas las 5 horas , el demulsificante A obtuvo un corte de 0.3 BS&W , los cuales todos tuvieron pequeñas partículas de crudo dispersas en el agua .El demulsificante B sería tomado como el más eficaz ya que es capaz de coalescer mayor cantidad de agua , mas no el más eficiente porque la eficiencia se define como la capacidad del demulsificante de separar la mayor cantidad de agua con la menor dosificación de demulsificante.

**Grafico 4.3. Comparación del desmulsificantes con 60 ppm en un tiempo de 5 horas**



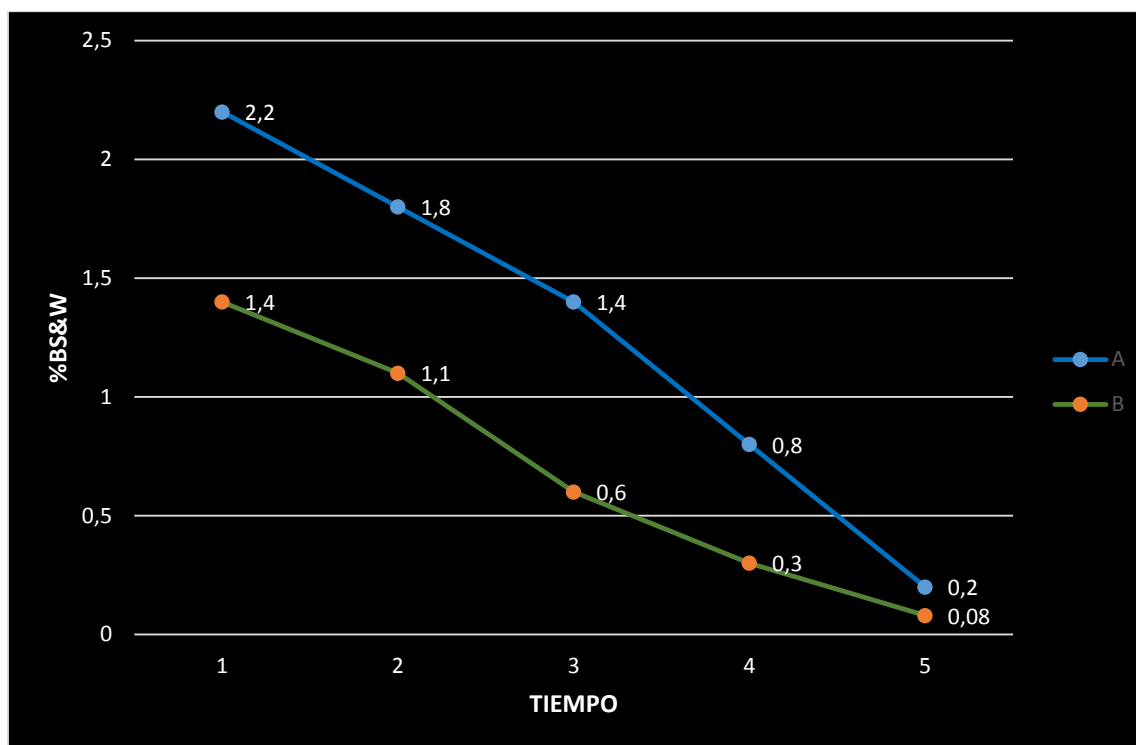
**Fuente:** Propia

- En lo que respecta a una dosis de **80 ppm** (Grafico 4.4.), el demulsificante B es el más eficiente, ya que 80 ppm logra separar el 27,55 % de la fase dispersa por lo cual se podría decir que este demulsificante está diseñado para el tratamiento de crudos de este tipo y a mayor dosis el corte de agua es mayor, ya que a dosis menores, no era el más eficiente, debido a que ameritaba mayor dosificación por ser este un crudo. En todos los cortes de agua se pudo notar limpieza absoluta el agua en lo que se puede incidir que a mayor dosis estos químicos proporcionan mejores resultados.

El desmulsificantes A, demora un poco en cortar el agua y su %BS&W es mayor en comparación al demulsificante B, se ve que el tiempo de residencia para su performance es mayor, por lo que no es tan eficiente.



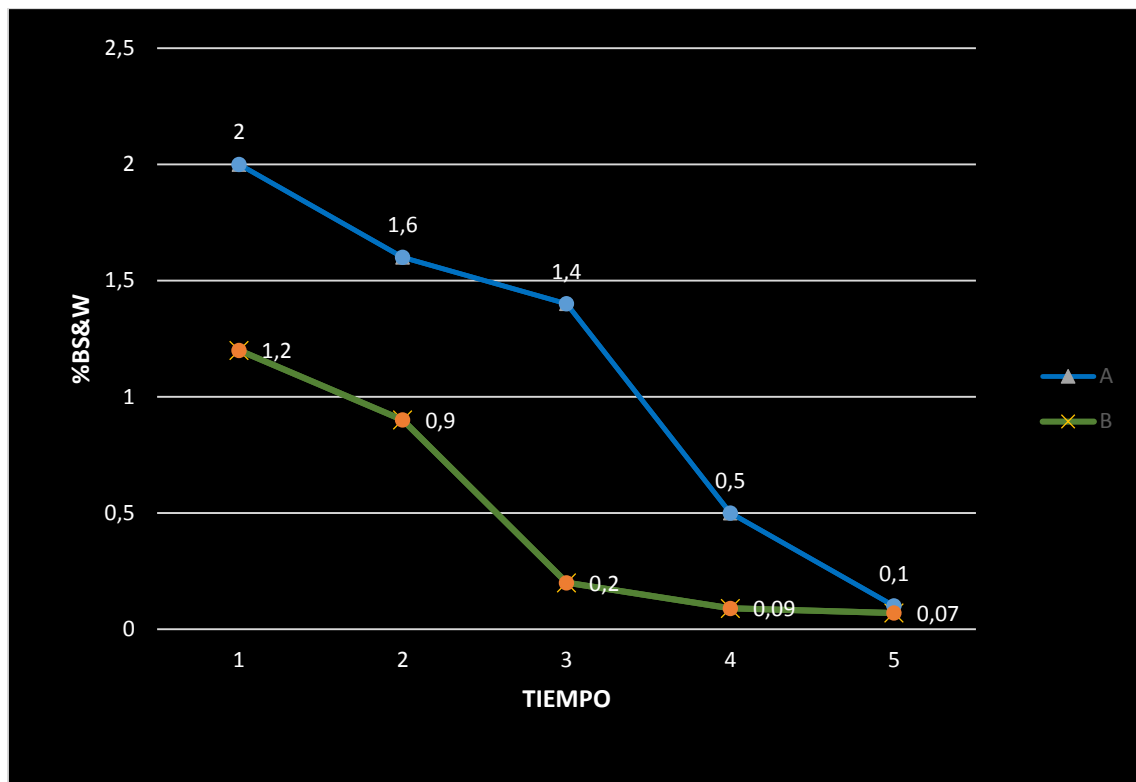
**Grafico 4.4. Comparación del desmulsificantes con 80 ppm en un tiempo de 5 horas**



**Fuente:** Propia

- Para los Valores de la concentración de **100 ppm** lo más importante que se observa al realizar la prueba de BS&W es que no ocurra una remulsión , ya que podría ocasionar un aumento de emulsión , sólidos y borra, lo que se trata es de reducir la concentración pero las pruebas deben realizarse por si ocurra una emergencia o una venta rápida de crudo y se necesite agregar una mayor concentración de dicho producto químico ,  
Al realizarse las pruebas con dichos productos, se observó que ambos no producen una remulsión, esto se observó porque no forman una pasta blanca al final del tubo de la centrifuga, se observa que el demulsificante B tiene gran potencial al cortar más rápido y a una reducción de emulsión, ya sea en la botella como en el tubo, se encontró un corte 0.08 % . El demulsificante A, obtiene un BS&W 0.1 % al final de las 5, pero aun deja emulsión en la botella.

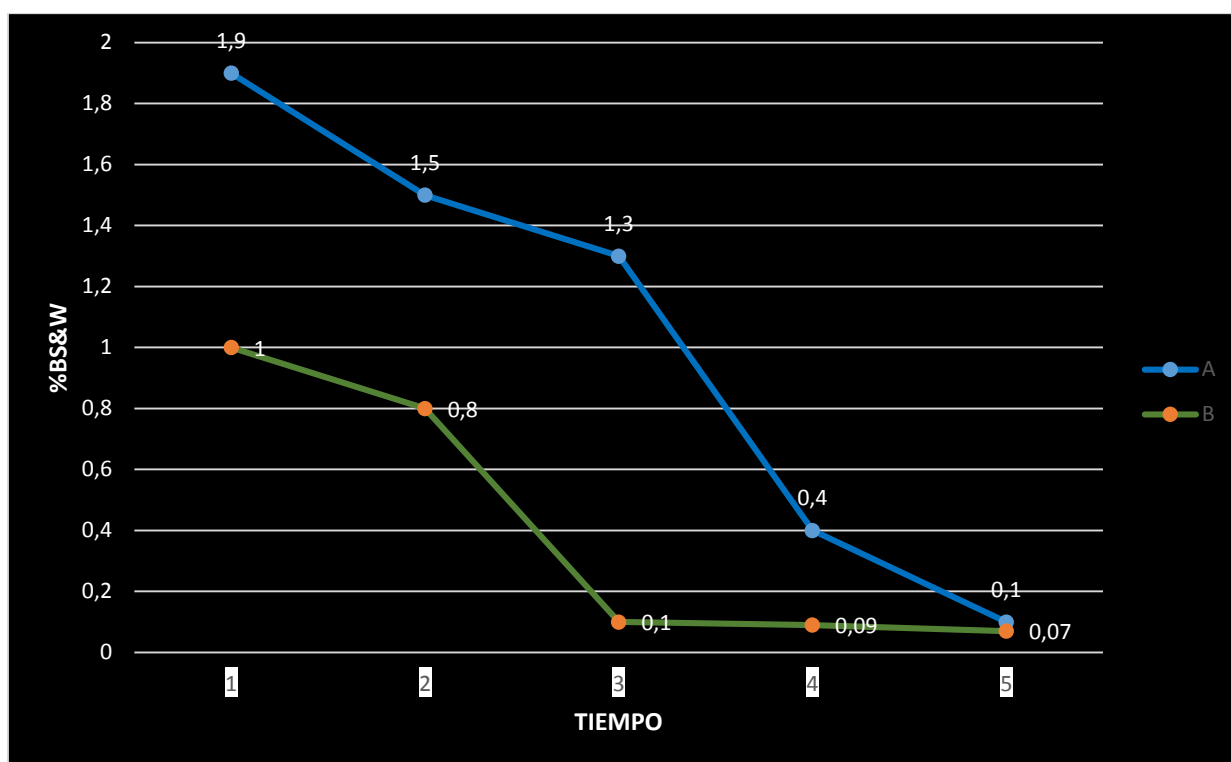
**Grafico 4.5. Comparación del desmulsificantes con 100 ppm en un tiempo de 5 horas**



**Fuente:** Propia

- Para la prueba de botella con una concentración de **200 ppm** el demulsificante A, logra coalescer el 0.1 % del agua en emulsión en un tiempo de 5 horas, lo cual induce a que este demulsificante a mayor dosis mayor es el corte de agua en menor tiempo. El demulsificante B logra coalescer el 0.07% de agua en un tiempo de 5 horas, siendo menor que el demulsificante B, (Grafico 4.6.), lo cual puede deberse a la resistencia de las partículas de agua coalescer por tratarse de un crudo pesado, lo cual dificulta la ruptura de la emulsión por factores como la alta viscosidad y la densidad.

**Grafico 4.6. Comparación del desmulsificantes con 200 ppm en un tiempo de 5 horas**



Fuente: Propia

**Figura 4.2. Resultados de la Centrifugación aleatorios**



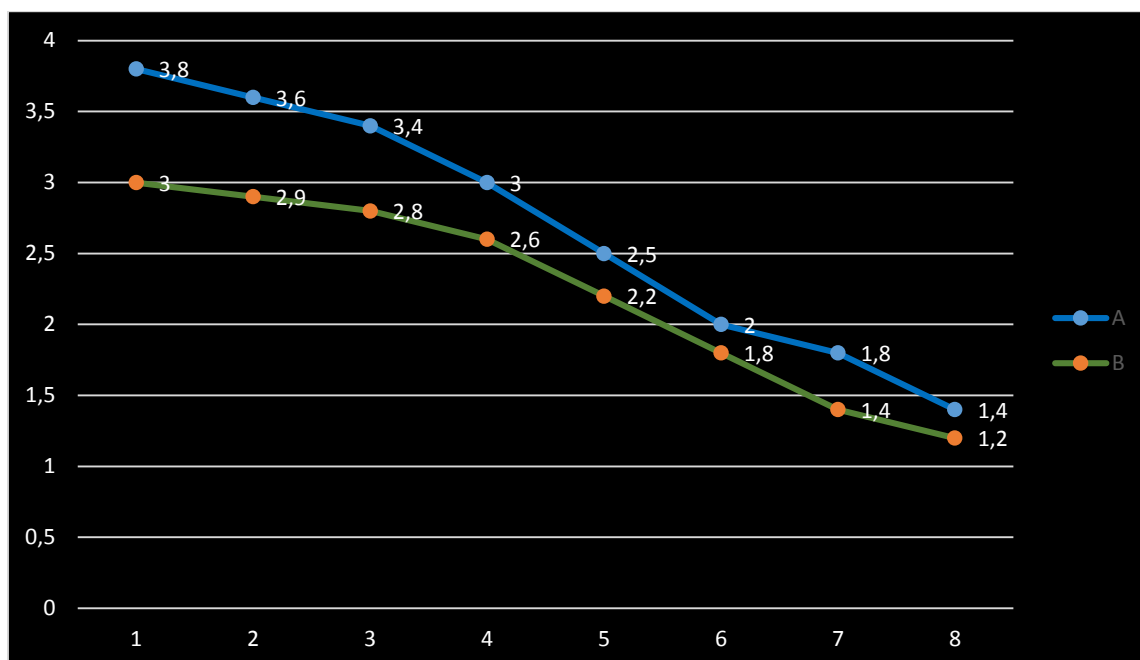
Fuente: Propia

### 4.3. EVALUAR CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS LA EFECTIVIDAD DE LOS DEMULSIFICANTES CON EL AUMENTO DE TEMPERATURA

Con el aumento de temperatura se pudo observar el mejor desempeño de los demulsificantes B, en el cual se obtuvieron cortes altos de agua, la cantidad de agua coalescida fue poca para el demulsificante A el cual aumento de temperatura no los favorece ya que las moléculas de agua no tienen la suficiente fuerza o capacidad para unirse y separarse del crudo, emulsionando estos más el crudo, lo cual se traduce en poca eficiencia de los demulsificantes con la adición de calor.

- Al inicio de la prueba se comenzó a notar un corte mínimo en los demulsificantes A, B. A una dosis de 20 ppm, siendo este mayor en el B con 1.2 ml de agua a una temperatura de 60 °C se empiezan a observar resultados notorios de coalescencia de agua con el demulsificante B. El demulsificante B a mayor temperatura muestra mejores resultados, un tiempo de 8 horas.

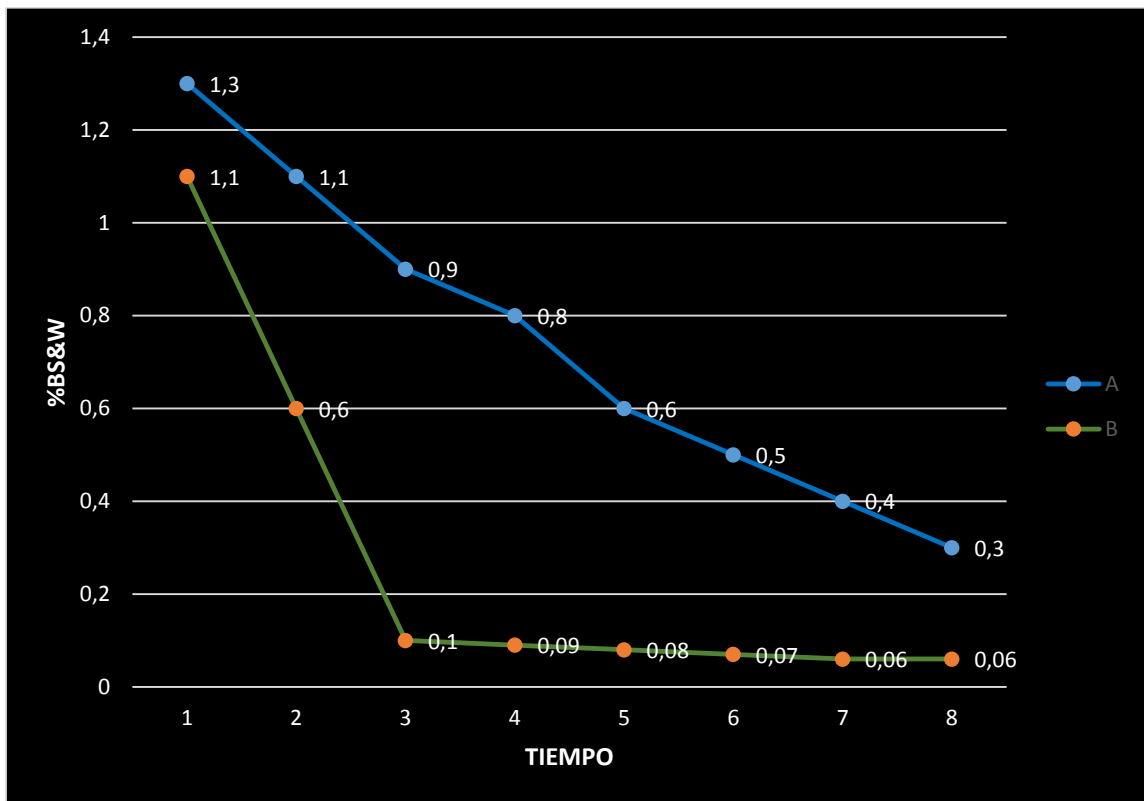
**Grafico 4.7. Comparación de demulsificantes a 20 ppm a la temperatura de 60°C en 8 horas**



**Fuente:** Propia

- El corte máximo en la emulsión se presentó con el demulsificante A con un tiempo medio de coalescencia a las 8 horas de 0,3 % de agua ,el demulsificante B, a la concentración de 40 ppm logró separar el 0.06% del agua emulsionada, por ende además de presentar la formulación óptima del sistema, representa el punto de mínima estabilidad y de mayor velocidad de coalescencia de agua en la emulsión, comparado con el resto de los demulsificantes en estudio en el cual el demulsificante B fue el otro que logro un corte agua de 0,06 ml de agua que a diferencia del A este no mostraba total desprendimiento del crudo el agua separada.

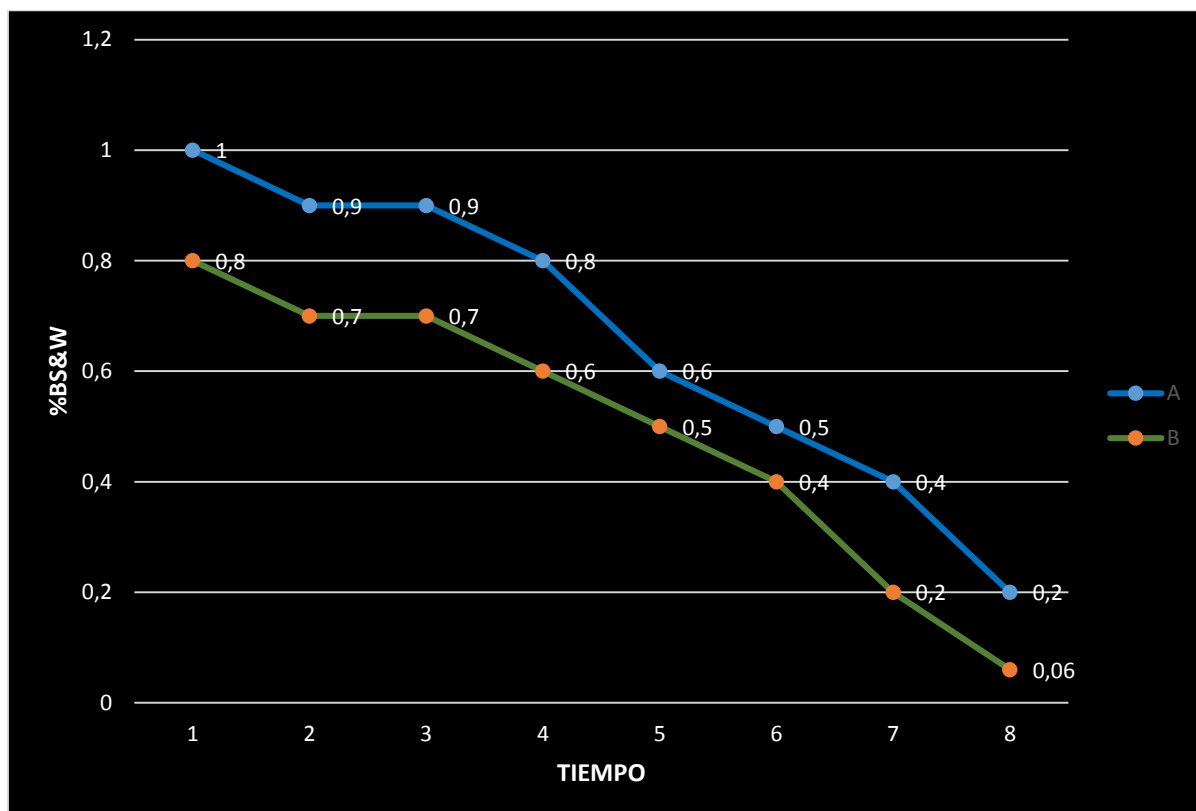
**Grafico 4.8. Comparación de demulsificantes a 40 ppm a la temperatura de 60°C en 8 horas**



**Fuente:** Propia

- El demulsificante A presenta su punto máximo de corte a las 8 horas a la concentración de 80 ppm donde se obtiene el mayor porcentaje de agua coalescida correspondiente a un 0.2 %. En lo que corresponde al demulsificante B, a las 8 horas de haber iniciado la prueba la coalescencia de agua fue de 0,06 % siendo este el menor corte comparado con las dosis anteriores lo cual puede deberse a que aunque la coalescencia de agua sea más rápida a menor dosis, el sistema llega a un punto donde no decanta más agua a la concentración de 80ppm.

**Grafico 4.9. Comparación de demulsificantes a 80 ppm a la temperatura de 60°C en 8 horas**

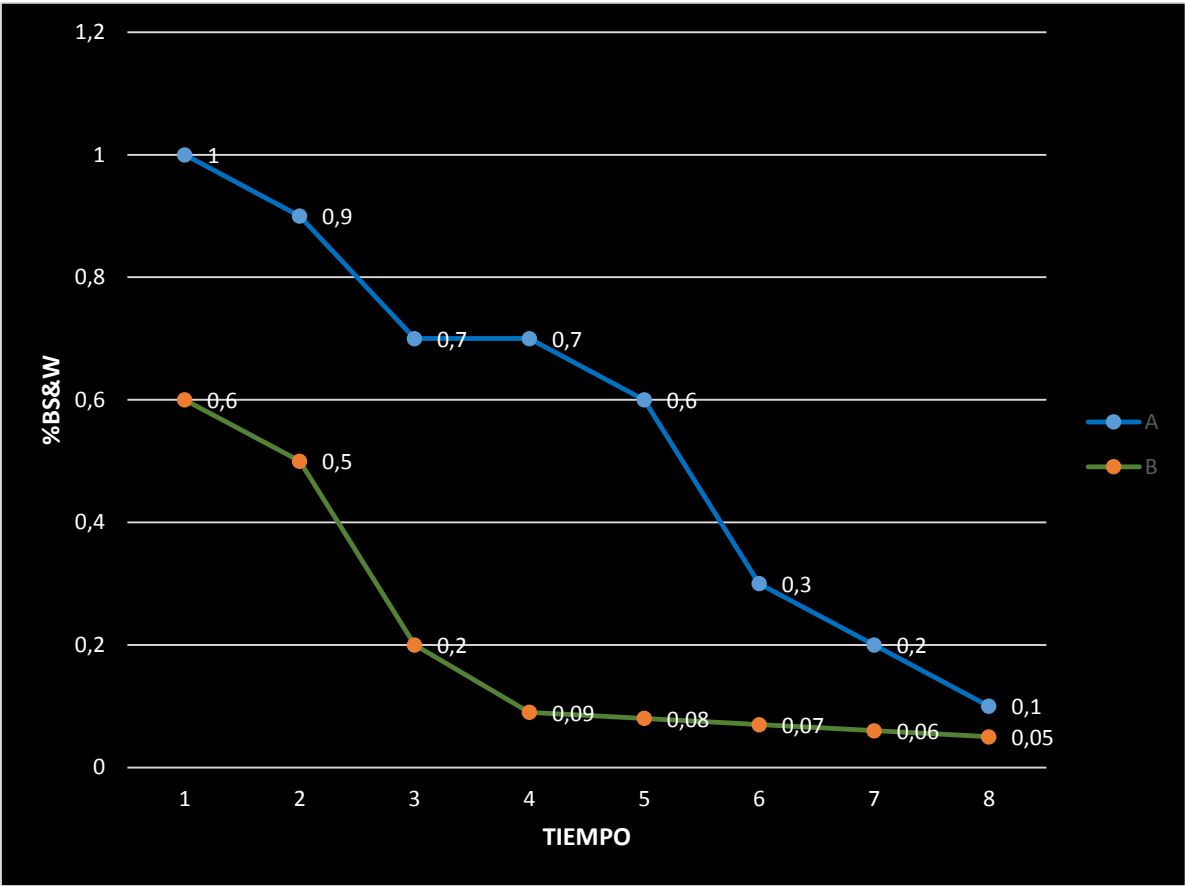


**Fuente:** Propia

- Para la dosis de 100 ppm, se muestra como el demulsificante B es el más eficiente para esta dosis, presenta un corte máximo en un tiempo de 5 horas, alcanzando así al finalizar la prueba lo que representa el 0.05% de coalescencia de la fase dispersa; con esto se quiere decir, que el agua decanta con mayor velocidad debido a la alta concentración de demulsificante, similar ocurrió con el A a diferencia que el corte de agua lo hizo en un tiempo mayor.



**Grafico 4.10. Comparación de demulsificantes a 100 ppm a la temperatura de 60°C en 8 horas**



**Fuente:** Propia

## CAPITULO V

### EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la evaluación económica se ha considerado evaluar dos demulsificantes para seleccionar el más óptimo para inyectarlo a LA BATERIA #1, PEÑA NEGRA-LOTE Z-2B,

#### 5.1. INVERSIONES:

##### Inversión

02 inyectores de química:	\$/ 20,00
Costo de desmulsificantes:	\$/ 37.87
Total, inversión en mejora:	\$/ 57.87 M

#### 5.2. PARÁMETROS ECONÓMICOS

Precio del crudo: 60 \$/BL

Interés del proyecto: 11%

Costo Operativo: 0.1 \$/bl

Inversión total del proyecto: \$/. 57.87M

Tiempo: 5 años

Regalías: 30%

Incremento de producción por mejora de eficiencia 15 bl/d

#### 5.3. RESULTADOS

De acuerdo a la evaluación económica el proyecto es rentable

**Tabla 5.1. Hoja de Cálculo de Evaluación técnico- Económico**

EVALUACION ECONOMICA PARA OPTIMIZACION DE DESHIDRATACION DE CRUDO ( MILES DÓLARES)						
CONCEPTS	0	1	2	3	4	5
	2016	2017	2018	2019	2020	2020
<b>INVESTMENT</b>						
Inyectores de Quimica	20.00					
Costo del Desumulsificante	37.87					
Total inversión fija	57.87					
<b>INVERSIÓN</b>	<b>57.87</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0.000</b>
<b>INGRESOS(M \$)</b>						
Recuperacion de crudo		328.5	328.5	328.5	328.5	328.5
Total ingresos		328.5	328.5	328.5	328.5	328.5
Descargas						
Gastos Operativos		275.539	275.539	275.539	275.539	275.539
Total Descarga		275.539	275.539	275.539	275.539	275.539
Beneficio bruto		52.961	52.961	52.961	52.961	52.961
Depreciación		11.5748	11.5748	11.5748	11.5748	11.5748
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS		64.5363	64.5363	64.5363	64.5363	64.5363
IMPUESTO SOBRE LA RENTA		19.36089	19.36089	19.36089	19.36089	19.36089
INGRESOS NETOS		45.17541	45.17541	45.17541	45.17541	45.17541
<b>FLUJO NETO DE FUENTES</b>	<b>-57.87</b>	45.17541	45.17541	45.17541	45.17541	45.17541
FLUJO NETO ACTUALIZADO	-57.87	40.70	36.67	33.03	29.76	26.81
FLUJO ACUMULATIVO ACTUALIZADO	-57.87	-17.18	19.49	52.52	82.28	109.09
Pay Out (Años)	1.42					
VAN	109.09					
TIR	68%					
Impuesto	30%					
Interés para el Proyecto	11%					
Precio de Crudo	60					
Recuperacion de crudo	15					
# de días del año	365					
Costo Operativo (\$/bl)	0.1					
Producción de Petroleo y agua	7549					

**Fuente:** Elaboración Propia.

**VAN:** 109.09 M \$

**TIR:** 68%

**PAY-OUT:** 1.42 AÑOS

El proyecto de optimización en el sistema de deshidratación de crudo en la Batería #01, de PEÑA NEGRA-LOTEZ-2B es rentable, por lo tanto, se recomienda llevar a cabo el proyecto.

## CONCLUSIONES

- En la evaluación de la temperatura, se puede obtener que ambos productos funcionan con ayuda de la temperatura, se obtienen mejores resultados en la calidad de crudo.
- En la prueba de demulsificantes se logró que la dosis óptima en laboratorio es de 40 ppm sin usar alta temperatura como se muestra en los resultados obtenidos.
- El demulsificante B es que obtuvo mejor performance, ya que se logró un buen corte en la botella y deshidrato con menor tiempo.
- El demulsificante B, a mayor temperatura mayor es su efectividad en la ruptura de las emulsiones.
- Para reforzar el tratamiento de deshidratación y mantener interfaces definidas y es necesario la aplicación del dispersante de parafina en pozos que se identifiquen.
- A mayor temperatura se obtienen mayores cortes de agua debido a que el aumento de calor hace que las partículas de agua con la inyección del demulsificante coalesca con mayor rapidez.
- Ambos productos son menos viscosos y fáciles de manejar, en comparación al ya utilizado.
- Se Obtiene valores establecidos para la deshidratación de crudo, BSW de 0.1% hasta 0.05%, y por consiguiente valores bajos de PTB 7.6 a 10.

## **RECOMENDACIONES**

- Combinar la deshidratación química con equipos que le proporcionen calor al crudo para la ruptura de emulsiones, debido a que a mayor temperatura mayor corte de agua en menor tiempo.
- Se recomienda utilizar el Producto B, ya que con o sin temperatura tiene mejor efecto sobre la deshidratación.
- Evaluar los pozos críticos para la utilización de una mejor deshidratación.
- Se recomienda iniciar el proyecto de la BATERIA#1lote z-2b, para deshidratación de crudo de peña negra, porque es rentable de acuerdo a los indicadores Económicos, el TIR: 68% VAN: 109.09 M \$/ y el PAY OUT 1.42 Años.

## BIBLIOGRAFÍA

- ❖ “Manual Instructivo de la Refinería Puerto la Cruz (Movimiento de Crudos y Productos)”, Tomo I, Gerencia Técnica, Refinería de Puerto La Cruz, (2001).
- ❖ Barberi, E; Litwinenko, J. “La Industria Venezolana de Hidrocarburos.” Tomo Caracas, Venezuela. Ediciones CEPET (1989).
- ❖ Salager J.L. Revista Técnica Intevep, 7(12):3-15, (1987a)
- ❖ Salager J.L. Microemulsions, en Handbook of Detergents – Part A. G. Broze Ed., Surfactant Science Series N° 82, Marcel Dekker, New York, pp 253-302, (1999).
- ❖ Lowd J.D., Coggins R.W. Dehydration and desalting of crude oil streams in the production field. American Society of Mechanical Engineers, 22nd Annual Petroleum Mechanical Engineerig Conf., Sep. 17-20, USA (1967).
- ❖ Salager, J.L., Vásquez, E., Morgan, J. C., Schechter. R.S. and Wade, W.H. “Optimum Formulation of Surfactant/Water/Oil Systemss for Minumum Interfacial Tension of Phase Behavior”, Soc. Pet. Eng. J., 107-115 (1979a).
- ❖ Burris D.R. Dual polarity oil dehydration. Petroleum Engineer, August, pp. 31-36 (1977).
- ❖ Andérez J.M. Propiedades de los sistemas surfactante-agua-aceite: Influencia de la concentración de surfactante, Inf. Téc. FIRP N° 8404, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela (1984)
- ❖ Becher P., “Emulsions: Theory and Practice”, Ed.3, American Chemical Society, Washington, D.C. (2001).
- ❖ Grosso J., Chirinos M.L., Rivas H., Paterno J., Rivero M., González J., Layrisse I. Transporte de crudos pesados mediante emulsiones. Boletín Téc. ARPEL, 13 (4):225-237 (1984).
- ❖ Nacional Institute for Petroleum and Energy Research (NIPER): Enhanced Oil Recovery Information, Bartlesville-Oklahoma, Abril (1986).
- ❖ Jorge Enrique Paredes Monje “Manual de deshidratación de crudo”. (2007)



## **ANEXOS**

## ANEXO I: DEMULSIFICANTE “A”

### Non-Emulsifying Agent W54

#### Propiedades físicas y químicas

##### Información de propiedades físicas y Químicas básicas

<b>Estado físico</b>	Líquido
<b>Aspecto</b>	transparente
<b>Color</b>	Amarillo
<b>Mal olor</b>	Aromático
<b>Límite crítico de olores</b>	No aplicable

<u>Propiedad</u>	<u>Valores</u>	<u>Comentarios</u>
<b>pH</b>	6 - 7	
<b>Punto de fusión/congelación</b>	-45 °C / -50 °F	
<b>Punto /intervalo de ebullición</b>	71 °C / 160 °F	
<b>Punto de Inflamación</b>	11 °C / 52 °F	Seta closet cup
<b>Índice de Evaporación</b>	No existe ninguna información disponible	
<b>Inflamabilidad (sólido, gas)</b>	No aplicable	

##### Límites de Inflamabilidad en el Aire

<b>Límite de inflamabilidad superior</b>	36.0%	
<b>Límite de inflamabilidad inferior</b>	0.8%	
<b>Presión del vapor</b>	23.99 kPa	@ 37.8 °C
<b>Densidad de vapor</b>	>1 (aire = 1)	
<b>Gravedad Específicas</b>	0.9	@20 °C
<b>Densidad en masa</b>	No existe ninguna información disponible	
<b>Solubilidad en el agua</b>	350 g/l	@ 25 °C
<b>Solubilidad en otros disolventes</b>	No existe ninguna información disponible	
<b>Temperatura de autoignición</b>	No existe ninguna información disponible	
<b>Temperatura de descomposición</b>	No existe ninguna información disponible	
<b>Viscosidad cinemática</b>	3.8 cSt @ 38 °C	
<b>Viscosidad dinámica</b>	6 mPa s	@ 20 °C
<b>Propiedades explosivas</b>	No es aplicable	
<b>Propiedades oxidantes</b>	Ninguno conocido.	

##### Otros datos

<b>Punto de fluidez</b>	No existe ninguna información disponible
<b>Peso molecular</b>	No existe ninguna información disponible
<b>Densidad</b>	No existe ningún información disponible

## ANEXO II: DEMULSIFICANTE “B”

EXP3187



Water & Process Technologies

### FICHA INFORMATIVA DE SEGURIDAD DE PRODUCTO QUIMICOS

<b>NOMBRE DEL PRODUCTO:</b>	<b>EXP3187</b>	<b>FISPQ N°:</b>	8611 / 9
<b>EMITIDO:</b>	21/12/11	<b>PAGINA</b>	2/5
<b>ULTIMA REVISION:</b>	06/12/11		

**CONTACTO CON LOS OJOS:** Quite los lentes de contacto. Separe los párpados. Inmediatamente, lave a conciencia sus ojos, usando abundante agua a baja presión durante 15 minutos, como mínimo. Solicite atención médica inmediata.

**INGESTIÓN:** No de al accidentado bebidas calientes o alcohólicas. No aplique pomadas o cremas sobre la piel afectada. No quite los objetos se halle sobre los ojos.

**ACCIONES QUE DEBEN EVITARSE:** La exposición dérmica excesiva causa sequedad cutánea. La inhalación excesiva de vapor del producto ocasiona vértigo, dolor de cabeza y náuseas.

**PRINCIPALES SÍNTOMAS Y EFECTOS:** Este producto contiene un solvente de hidrocarburos. Si los pulmones aspiraran el producto, éste provocará pulmonía química, que puede resultar fatal.

**OBSERVACIÓN PARA EL MÉDICO:**

#### 5) MEDIOS DE COMBATE ANTE INCENDIO

**MEDIOS DE EXTINCIÓN APROPIADOS:** Polvo químico seco, Dióxido de Carbono o espuma. Sólo se podrá utilizar agua en forma de lluvia para refrigerar los recipientes expuestos al fuego y dispersar los vapores.

**MEDIOS DE EXTINCIÓN NO APROPIADOS:** No hay.

**PELIGROS ESPECÍFICOS:** No hay.

**MÉTODOS ESPECIALES:** No hay.

**PROTECCIÓN PARA BOMBEROS:** Los bomberos deben utilizar ropas con presión positiva de aire, con sistema de respiración positiva autónoma (máscara protectora completa).

#### 6) MEDIDAS DE CONTROL PARA DERRAME O TRASEGADO

**PRECAUCIONES PERSONALES:** Ventile el área. Utilice el equipo protector específico para estos casos. Continga y absorba utilizando material absorbente. Recoja en recipientes apropiados.

**Eliminación de Fuentes de Ignición:** Elimine las fuentes de ignición.

**Control de Polvos:** No requiere.

**Medidas preventivas de contacto con inhalación de piel, mucosas y ojos:** Debe mantenerse una ventilación adecuada para mantener los límites de exposición de los polvos inhalantes bajo los 10 mg/m3 (PEL/TLV).

**PRECAUCIONES AL MEDIO AMBIENTE:** guantes industriales de goma, botas de goma y delantal resistente a los productos químicos. Anteojos panorámicos de protección a prueba de salpicaduras químicas.

**Sistemas de Alarmas:** El agua contaminada con el producto puede ser volcarse en alcantarillados de tratamiento industrial, eliminándola de acuerdo con la legislación local si se cuenta con un permiso para eliminación de residuos. Podrá incinerarse o depositarse el producto utilizándolo como relleno industrial.

**MÉTODOS DE LIMPIEZA:** No requiere.

**Recuperación:** Producto en solución: absorba con el material absorbente que se halle disponible y júntelo en recipientes apropiados. Junte el material sólido y vuélvalo en un recipiente con ayuda de una pala. Una vez eliminado el producto, lave el lugar afectado con el agua.

**Neutralización:** Retire las fuentes de ignición. Lave el área con agua. Esparza arena o tierra.

**Eliminación:** El producto en solución puede recuperarse utilizando bombas o mantas de absorción, en tanto el producto sólido puede recuperarse usando una pala.

En caso de neutralización, consultar el Capítulo 9, punto pH (si el pH fuera <5, usar una solución alcalina diluida; si el pH fuera >8, usar una solución ácida diluida). Luego, efectuar una prueba de pH para verificar la neutralización.

El agua contaminada con el producto debe ser enviada para fines de efluente industrial para tratamiento, dispuesta de acuerdo con la legislación local a través de permiso para disposición de los residuos. El producto tal cual - Para la eliminación de residuos, contrate una compañía comercial que se dedique a eso o utilice un sistema interno de eliminación y que respete la reglamentación ambiental local.

#### 7) MANEJO Y ALMACENAJE

**MANIPULACIÓN:**

**Recomendaciones Técnicas**

**Prevención de la Exposición del Trabajador:** Si fuera necesario, utilice anteojos de seguridad, guantes y mascarilla de protección para manipular el producto.

**Prevención de Incendios o Explosiones:** Si no Mantega los recipientes cerrados cuando no los utilice. Protéjalos de las fuentes de calor, chispas y flamas vivas.

**Orientación para la Manipulación Segura:**

**FICHA INFORMATIVA DE SEGURIDAD DE PRODUCTO QUIMICOS**

NOMBRE DEL PRODUCTO: EXP3187  
EMITIDO: 21/12/11  
ULTIMA REVISION: 06/12/11

FISPQ N°: 8511 / 9  
PAGINA: 4/5

**CONDICIONES ESPECIFICAS:****INESTABILIDAD:**

Estable en condiciones normales de uso.

**REACCIONES PELIGROSAS:**

No presenta.

**CONDICIONES A EVITAR:**

Consulte "SUSTANCIAS O MATERIALES INCOMPATIBLES".

**SUSTANCIAS O MATERIALES INCOMPATIBLES:**

Puede reaccionar en combinación con oxidantes fuertes.

**NECESIDAD DE AGREGAR ADITIVOS O**

No hay

**INHIBIDORES:****PRODUCTOS PELIGROSOS DE COMBUSTIÓN:**

La descomposición térmica (incendio) puede liberar óxidos elementales.

**POLIMERIZACIÓN PELIGROSA:**

No se producirá

**11) INFORMACIÓN TOXICOLÓGICA****EFFECTOS ESPECÍFICOS:**

Consulte el Capítulo 3.

**EFFECTOS LOCALES:**

Consulte el Capítulo 4.

**EFFECTOS TOXICOLÓGICOS SINÉRGICOS:**

No presenta.

**SUSTANCIAS QUE PUEDEN CAUSAR EFFECTOS:****Aditivos:**

No presenta.

**Potencialización:**

No presenta.

**12) INFORMACIÓN ECOTOXICOLÓGICA****EFFECTOS AMBIENTALES, COMPORTAMIENTO E IMPACTOS DE LOS PRODUCTOS****BIODEGRADABILIDAD:****DQO (mg/g):**

No Evaluado

**COT ( mg/g):**

No Evaluado

**DBO,5 (mg/g):**

No Evaluado

**DBO,28 (mg/g):**

No Evaluado

**MOBILIDAD:**

No Evaluado

**BIOACUMULACIÓN:**

No Evaluado

**COMPORTAMIENTO ESPERADO:**

No Evaluado

**IMPACTO AMBIENTAL:**

Si se utilizan grandes cantidades, puede causar daños locales al medio ambiente.

**ECOTOXICIDAD:**

No evaluado

**13) CONSIDERACIÓN SOBRE TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN****PRODUCTO:**

El producto puede ser eliminado de acuerdo con la legislación ambiental local, volcado en un vertedero industrial o incinerado.

**RESTOS DEL PRODUCTO:**

El resto de los productos pueden eliminarse de acuerdo con la legislación ambiental local, volcarse en un vertedero industrial o incinerarse.

**RECIPIENTES USADOS:**

Luego de su descontaminación, pueden reciclarse para el envasamiento de productos químicos o incinerarse.

**14) INFORMACIONES DE TRANSPORTE****TERRESTRE** CLASE DE RIESGO ONU Líquidos Inflamables**NUMERO ONU** 1993**RIESGO** 33**NOMBRE PROPIO PARA EMBARQUE** LIQUIDO INFLAMABLE, N.E.P. (ALCOHOL ETILICO, XILENO)**GRUPO DE EMBALAJE** II**AIRE****CLASE DE RIESGO IATA****NUMERO IATA****NOMBRE PROPIO PARA EMBARQUE**

CONSULTE PRODUCT STEWARDSHIP PARA EL EMBARQUE AEREO POR FLETE AEREO